

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ**

**Государственное образовательное учреждение высшего профессионально-
го образования**

**СЕВЕРО-ЗАПАДНЫЙ ЗАОЧНЫЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ**

П.А. КРУГЛИКОВ

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ
ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТЭС И АЭС**

**Санкт-Петербург
2003**

УДК 621,311,22+621,311,25:621.039

Кругликов П.А. Техничко-экономические основы проектирования ТЭС и АЭС. Письменные лекции СПб, СЗТУ, 2003 - 118 с.

Рассматриваются основные вопросы проектирования и технико-экономического обоснования вариантов выбора оборудования и параметров энергоблоков ТЭС и АЭС. Приводятся основные критерии выбора и влияние основных параметров и характеристик на целевую функцию оптимизации.

Письменные лекции разработаны на основе Государственных образовательных стандартов высшего профессионального образования по направлению подготовки дипломированных специалистов по специальности

Рассмотрено на заседании кафедры теплотехники и теплоэнергетики 2003 г.

Одобрено методической комиссией энергетического факультета 2003 г

Рецензенты

Северо-Западный государственный заочный технический университет, 2003

Предисловие

Учебная дисциплина «Технико-экономические основы проектирования ТЭС и АЭС» является завершающей в цикле специальных дисциплин преподаваемых студентам VI курса по специальности 1005 – «Тепловые электрические станции».

Целью изучения дисциплины является получение навыков в технико-экономической оптимизации, принятии основных решений при определении структуры и параметров электростанции, их тепловой схемы и выбор основного и вспомогательного оборудования. В курсе рассматриваются основные этапы развития электроэнергетики и направления совершенствования технико-экономических характеристик электростанций. Формулируются основные требования к работе электростанций. Дается понятие о критериях и особенностях технико-экономической оптимизации при проектировании ТЭС и АЭС. Анализируются особенности и эффективность использования теплофикации и её влияние на выбор оборудования ТЭЦ.

Рассматриваются вопросы оптимизации таких важнейших параметрических характеристик электростанции, как начальные и конечные параметры пара параметры промежуточного перегрева, систем регенеративного подогрева питательной воды, а также выбор и оптимизация отдельных элементов тепловой схемы и комплектующего оборудования. Особое внимание уделено вопросам технико-экономических обоснований и выбору проектных решений энергоустановок в условиях перехода к рыночным отношениям. Рассматриваются элементы методологии обоснования решений, действующих в странах с рыночной экономикой.

Изложение материала в рамках рассматриваемой дисциплины базируется на предшествующем изучении студентами таких базовых дисциплин как «Техническая термодинамика», «Тепловые и атомные станции», «Турбины ТЭС и АЭС», «Котельные установки и парогенераторы», «Экономика энергетических предприятий» и др. Данное учебное пособие ставит целью помочь студентам обучающимся заочно усвоить основные принципы технико-экономической оптимизации и выбора проектных решений, применительно к тепловым и атомным электростанциям.

Сделана попытка облегчить решение конкретных задач и расчетов связанных с экономическими оценками, определением эксплуатационных показателей и критериев оптимальности на уровне курсовых и дипломных проектов, а также в дальнейшей инженерной деятельности.

Издание предназначено для студентов энергетических вузов, а также может быть использовано научными и инженерно-техническими работниками энергетических и энергомашиностроительных специальностей.

Лимитированный объем учебного пособия позволил только в самом сжатом объеме дать общие понятия, принципы и навыки для выбора проектных решений. В процессе практического использования пособия будет выявлена необходимость его доработки с целью дальнейшего улучшения и дополнения.

1. Основные тенденции развития энергетики РФ на рубеже XXI века

1.1. Сырьевая база и структура топливоснабжения РФ

Россия обладает одним из самых больших в мире запасом топливно-энергетических ресурсов. На ее территории, занимающей примерно 10% суши, имеющей 2,6% населения земли, сосредоточено свыше 38% разведанных запасов газа, 13% нефти, 12% угля и 14% мировых запасов урана. Такой потенциал в сочетании с процессом в развитии энергомашиностроения позволяет осуществить высочайшую энерговооруженность в промышленности, сельском хозяйстве, на транспорте и в бытовом потреблении.

До конца 50-х годов доминирующим топливом в СССР оставался уголь. С открытием новых нефтяных и газовых месторождений в Сибири, его доля в структуре производства электроэнергии сокращалась при одновременном росте доли газа и мазута. С 80-х годов идет быстрый рост доли природного газа в топливном балансе страны при одновременном снижении доли угля и особенно мазута. Этому способствовало ужесточение требований охраны окружающей среды, при котором приоритет отдавался газугольной топливной стратегии, Реализация этой стратегии предполагалась в максимально эффективном использовании природного газа на базе внедрения парогазовых технологий, а также росте использования твердого топлива с применением чистых угольных технологий (циркулирующий кипящий слой, кипящий слой под давлением, газификация угля).

Использование мазута резко при этом снижалось в связи с уменьшением добычи нефти и переходом на технологии её глубокой переработки.

Росту потребления газа способствовала также чернобыльская катастрофа (1986), после которой наступил фактический мораторий на вводы мощностей АЭС.

В середине 90-х годов в структуре топливоснабжения РФ, применительно к ТЭС на органическом топливе, основное место занимал газ, доля которого составляла 59-63%, уголь в пределах 25-28%, мазут в пределах 11-13%, около 0,3% занимал торф.

К началу XXI века ситуация начинает несколько меняться. Отсутствие экономической и финансовой стабилизации в стране не позволило в широких масштабах перейти к прогрессивным и высоко-эффективным энергетическим технологиям, использующим газ и уголь. Одновременно экспортная цена газа в несколько раз превысила цены на внутреннем рынке и вызвала тенденцию к постепенному сокращению поставок газа в энергетику РФ. Намечается тенденция к расширению использования твердого топлива и реконструкции ряда ТЭС с переводом на сжигание угля. Необходимо отметить, что за счет повышения качества проектов и систем безопасности преодолен синдром боязни перед ядерной энергетикой. Начаты работы по завершению сооружения ряда блоков АЭС приостановленных ранее и имеющих высокую степень готовности.

Начиная с 2001 г. предполагается поэтапный ввод в эксплуатацию ряда новых блоков АЭС.

1.2. Основные этапы развития энергетики РФ

С 20-х годов XX века началось развитие ТЭС в современном понимании энергопроизводящего объекта. В 1920 г. принимается план ГОЭЛРО, который в значительной степени был выполнен и дал базу для развития промышленности, в том числе и энергомашиностроения. В 50-х годах начинается развитие атомной энергетики (1954 г. - пуск первой в мире АЭС в г. Обнинске).

Уже в 1973 г. доля СССР по выработке электроэнергии на ТЭС составляла 16,5% от мировой, по выработке эл. энергии на АЭС более 6%.

В 50-70-е годы идет бурный рост энергетики на органическом топливе:

- пускаются первые блоки мощностью 150 и 200 МВт на параметры $P_0=13,0$ МПа и $T_0=565/565^\circ\text{C}$,
- позднее осваиваются блоки 300, 500, 800, 1200 МВт на параметры $P_0 = 24$ МПа $T_0=545/545^\circ\text{C}$.

В 1979 г. ЛМЗ изготавливает крупнейший в мире одновальный турбоагрегат на сверхкритические параметры мощностью 1200 МВт для Костромской ГРЭС.

С 1965 по 1985 гг. ежегодный ввод мощностей на электростанциях СССР составлял 10-12 тыс. МВт. В последующие годы началось снижение объемов ввода электромоощностей.

В России на конец 1995 г. действовало 55 электростанций мощностью 1000 МВт и более, и 24 мощностью 2000 МВт и более, в том числе ТЭС соответственно - 36 и 13, ГЭС - 13 и 6 и АЭС - 7 и 5. Мощность крупнейшей тепловой электростанции России - Сургутской ГРЭС-2 составляет 4800 МВт. Крупнейшие ГЭС в России: Саяно-Шушенская - 6720 МВт, Красноярская - 6000 МВт, Братская - 4500 МВт. Крупнейшие АЭС: Ленинградская, Курская, Балаковская - по 4000 МВт каждая.

На тепловых электростанциях отрасли (РАО ЕЭС) широко используются крупные энергоблоки мощностью 150-1200 МВт. Общее количество таких энергоблоков в конце 1995 г. составляло 251 с суммарной мощностью более 68000 МВт.

Значительную долю тепловых электростанций составляет ТЭЦ. Доля мощности теплофикационных турбин в конце 1995 г. была порядка 50% общей мощности тепловых электростанций. Производство тепловой энергии в 1995 г. на электростанциях отрасли составило 615,8 млн. Гкал и уменьшилось по сравнению с 1992 г на 22%.

В таблицах 1.1 и 1.2 приведены основные показатели по количеству и структуре ТЭС входящих в РАО ЕЭС РФ.

Структура установленной мощности отраслевых ТЭС по параметрам пара, млн. кВт / %

Таблица 1.1.

Начальное давление пара, МПа	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1990 г.	1995 г.
24	22,0/18,11	37,5/21,88	58,9/29,35	69,9/31,37	42,60/32,6	44,03/33,6
13	46,8/38,52	64,6/37,70	81,9/40,80	94,8/42,41	64,17/49,0	64,04/49,4
9 и ниже	52,7/43,37	69,3/40,42	59,5/29,85	58,5/26,22	23,81/18,4	22,55/17,0
Итого:	121,5/100	171,4/100	200,7/100	223,2/100	130,58/100	130,62/100

Примечание. Данные до 1990 г. по СССР, с 1990 г. по России.

Количество энергоблоков на ТЭС.

Таблица 1.2.

Мощность энергоблока, МВт	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1985 г.	1990 г.	1995 г.
1200	-	-	1	1	1	1
800	1	4	9	12	12	14
400-500	1	2	9	15	7	7
300	69	132	143	154	78	77
250*	-	7	12	22	21	22
165-215	82	116	144	156	71	76
180*	-	-	-	7	15	17
150-160	82	87	88	88	33	37
Итого:	235	348	406	455	238	251

*Теплофикационные энергоблоки.

Примечание. Данные до 1990 г. по СССР, с 1990 г. по России.

Длительный период основными направлениями повышения эффективности производства электроэнергии являлись :

- повышение начальных параметров пара и укрупнение единичных мощностей;
- увеличение комбинированного производства тепловой и электрической энергии;
- объединение электростанций в систему на параллельную работу для обеспечения экономичного распределения нагрузок и повышения надежности снабжения потребителей.

Уже в 60-х годах XX века в РФ сложилась определенная структура электростанций, которая ориентировочно может быть классифицирована по следующим типам:

1. по источникам энергии - электростанции на органическом топливе, ядерном горючем, геотермальной, солнечной, ветровой энергии;
2. по виду выдаваемой энергии - конденсационные, теплофикационные;
3. по участию в покрытии графиков электрической нагрузки - базовые (не менее 5000 час использования установленной мощности в году), полупиковые и пиковые;

4. по назначению и форме использования - общего пользования, промышленные (блок - станции), коммунальные, транспортные, передвижные, плавучие, утилизационные, экспериментальные;

5. по технологическому признаку - паротурбинные, газотурбинные, парогазовые, дизельные.

С 90-х годов электростанции стали отличаться и по форме собственности. До 1991 г. около 90 % всех мощностей электростанций в СССР составляли станции общего использования находившиеся в ведении Минэнерго СССР.

Структура установленных мощностей на электростанциях России приведена на рис. 1.1. (по данным РАО ЕЭС России на 1.01.99).

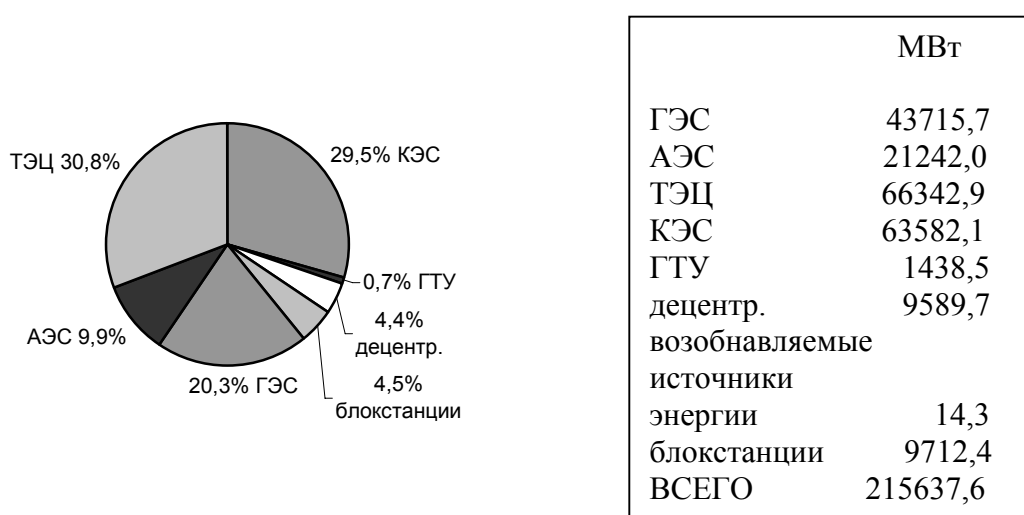


Рис. 1.1. Структура мощностей в РФ

В таблице 1.3. приведена динамика структуры установленных мощностей и производства электроэнергии на электростанциях СССР и России (начиная с 1990* г.)

Таблица 1.3.

Годы	Установленная мощность				Производство электроэнергии			
	Всего, млн. кВт	ТЭС, млн. кВт / %	ГЭС, млн. кВт / %	АЭС, млн. кВт / %	Всего, млрд. кВт·ч	ТЭС, млрд. кВт·ч / %	ГЭС, млрд. кВт·ч / %	АЭС, млрд. кВт·ч / %
1955	37,2	31,2/83,9	6,0/16,1	-	170,2	147,1/86,4	23,1/13,6	-
1960	66,7	51,9/77,8	14,8/22,2	-	292,3	241,4/82,6	50,9/17,4	-
1965	115,0	92,8/80,7	22,2/19,3	-	506,7	425,2/83,9	81,5/16,1	-
1970	166,1	133,8/80,5	31,4/18,9	0,9/0,6	740,9	612,8/82,7	124,4/16,8	3,7/0,5
1975	217,5	172,3/79,2	40,5/18,6	4,7/2,2	1038,6	892,4/85,9	126,0/12,1	20,2/2,0
1980	266,7	201,9/75,7	52,3/19,6	12,5/4,7	1293,9	1037,1/80,2	183,9/14,2	72,9/5,6
1985	315,1	225,3/71,5	61,7/19,6	28,1/8,9	1544,2	1162,3/75,3	214,5/13,9	167,4/10,8
1990	344,0	241/70	65/19	38/11	1726	1281/74,2	233/13,5	212/12,3
1990*	213,3	149,7/70,1	43,4/20,4	20,2/9,5	1082,1	797/73,6	166,8/15,4	118,3/10,9
1995	214,9	149,7/69,7	43,9/20,4	21,3/9,9	860,0	583,2/67,8	177,2/20,6	99,5/11,6
1999	213,9	149/69,6	43,7/20,4	21,24/9,9				

С конца 30-х годов в экономике России стали проявляться кризисные тенденции, получившие особенно резкое выражение в начале 90-х годов, в период перехода к рыночным отношениям.

Применительно к энергетике эти явления проявились в следующих факторах:

1. Падение производства электроэнергии в РФ с 1082 млрд. кВт-час в 1990 г. до 860 млрд. кВт-час в 1995 г. Это падение было вызвано резким снижением объемов потребления, особенно в промышленности. Вместе с тем, снижение потребления электроэнергии в стране было неадекватно обвальному падению показателей в производственной сфере.

Бытовое электропотребление даже несколько возросло, кроме того во всех отраслях имеется постоянная составляющая потребления электроэнергии, которая практически не зависит от изменения объемов производства (освещение, вентиляция, насосное хозяйство и т.п.).

В итоге падение производства, электроэнергии в 1991-1995 гг. составило ~ 20% при общем спаде промышленного производства ~ 50%.

2. Произошел распад единой энергетической системы СССР, являвшейся уникальным техническим достижением мирового уровня. ЕЭС СССР являлась в конце 80-х годов крупнейшим централизованно управляемым энергообъединением в мире, в состав которого входило 11 объединенных энергосистем (ОЭС), 9 из которых работали параллельно. Параллельно с ЕЭС СССР работали энергосистемы стран Восточной Европы и Монголии, осуществлялась передача энергия в Финляндию, Норвегию, Турцию, Афганистан.

Протяженность высоковольтных линий (220 кВт и выше) в ЕЭС составляла более 186 тыс. км. Следствием распада ЕЭС являлось снижение надежности энергоснабжения; невозможность энергорезервирования ряда регионов; зависимость энергоснабжения отдельных регионов от других стран; менее рациональные режимы загрузки энергомоощностей.

3. Катастрофически быстрое увеличение доли устаревших фондов в общей структуре генерирующих мощностей. В таблице 1.4. представлен процесс старения генерирующего оборудования электроэнергетики на период до 2010 г.

Таблица 1.4.

Показатели	Расчетный год			
	1998	2000	2005	2010
Объем мощностей отработавших расчетный ресурс, всего, млн. кВт	30,98	44,48	83,79	105,93
В т. ч. на ТЭС, млн. кВт	14,18	24,12	55,35	71,77
В т. ч. на ГЭС, млн. кВт	16,8	20,36	24,69	25,8
В т. ч. на АЭС, млн. кВт	-	-	3,75	8,36

Уже на 2000 г. исчерпан предельный ресурс более чем 20% действующих энерго мощностей. К 2010 г. объем оборудования отработавшего свой ресурс на электростанциях может составить более 40%. Продолжается эксплуатация основного энергетического оборудования ТЭС мощностью около 30 млн. кВт имеющего наработку более 250 тысяч часов. Эксплуатация физически изношенного и морально устаревшего оборудования дает больший перерасход топлива, и, кроме того, является потенциальным источником аварий и нарушений надежного электро и теплоснабжения.

Резко снизилась интенсивность обновления фондов, т.е. отношение мощностей выводимых из эксплуатации (замещаемых) к имеющимся. Если в 70-е годы этот показатель составлял 7-8% в год, то в 90-х он упал до 0,2-0,5% в год.

Вводы новых, мощностей приобрели единичный, исключительный характер и, как правило, являлись инерцией дореформенных лет.

Можно отметить пуск в 1993 г. 4-го блока Балаковской АЭС мощностью 1000 МВт, в 1994 г. пущен блок 800 МВт на Нижневартовской ГРЭС, блоки 215 МВт на Псковской и Гусиноозерской ГРЭС. В декабре 1999 г. состоялся пуск блока 450 МВт парогазовой ТЭЦ в С.Петербурге, в 2001г. пуск 1 блока Волгодонской АЭС.

Общая мощность электростанций за 1990-1995 гг. выросла на 0,8%. (В 1980-1985 гг. этот показатель составил – 15%). На рис. 1.2. приведена динамика ввода генерирующих мощностей на электростанциях России в 90-е годы, имеющая явно выраженную "затухающую" тенденцию.

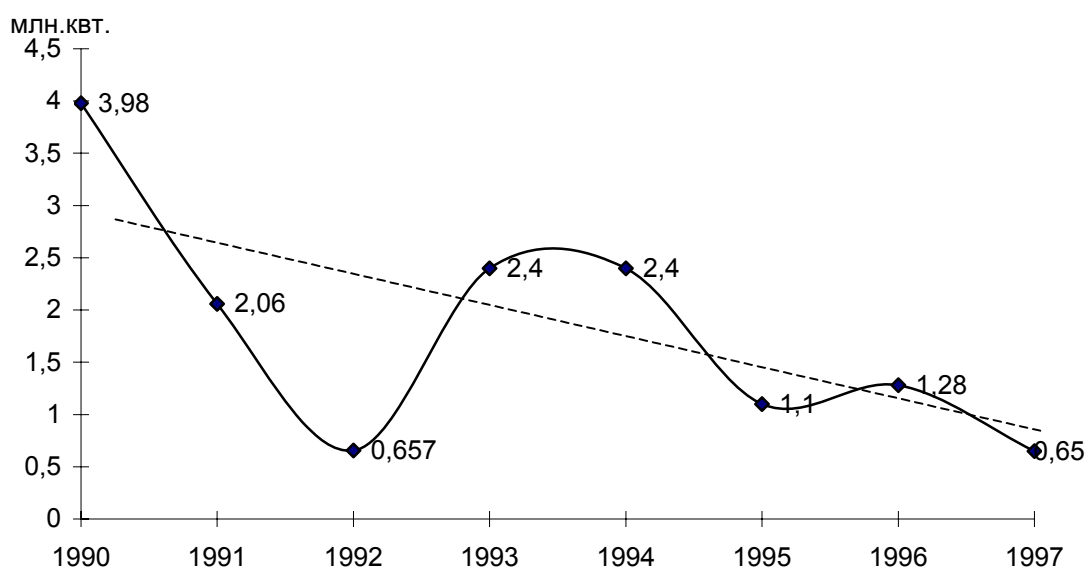


Рис. 1.2. Ввод генерирующих мощностей на электростанциях России

Причиной, по сути, нулевых приростов мощностей являлось отсутствие инвестиций и, как следствие, систематическое невыполнение заданий по вводу и реконструкции генерирующих мощностей.

Резко возросли требования по защите окружающей среды, что с одной стороны вызвало значительное увеличение требуемых инвестиций при строи-

тельстве и эксплуатации электростанций, а с другой стороны породило сопротивление общественных организаций и местных органов самоуправления реализации планов размещения и сооружения энергоблоков (особенно в отношении АЭС).

4. Продолжается рост капиталоемкости энергетических объектов, являющийся следствием следующих причин:

- усложнения технологии и структуры электростанций из-за стремления к экономии дорожающего топлива и удовлетворению экологических требований;
- влияние ценообразующих факторов (рост стоимости материалов и оборудования, ужесточение требований надежности, норм строительного и технологического проектирования, инфляционные процессы);
- реформирование форм собственности.

Для преодоления указанных факторов кризисного развития в 1994 - 1995 гг. в РФ была разработана «Энергетическая стратегия России на период до 2010г.», ориентированная на условия перехода к рыночным отношениям и структурные изменения в экономике, снижение масштабов и темпов развития топливно-энергетического комплекса, введение регионального хозрасчета. В техническом отношении «Стратегия» была нацелена, в основном, на преимущественное продление паркового ресурса оборудования электростанций, но предусматривала и наращивание мощностей на основе новых технологических принципов.. Был разработан ряд сценариев, по которым могло идти развитие энергетики, в зависимости от времени стабилизации экономики и темпов её ожидаемого развития. К сожалению финансовая нестабильность и экономическая стагнация конца 90-х годов предопределили невыполнение заданий по реструктуризации и развитию энергетики даже по минимальному сценарию предусмотренному «Стратегией».

Прогнозные оценки развития энергетического комплекса характеризуются существенной зависимостью от ряда факторов:

- неопределенности темпов и направления развития экономики РФ после преодоления экономического спада,
- взаимосвязи топливно-энергетического и энерго-машиностроительных комплексов России с экономикой республик бывшего СССР,
- неясности темпов и масштабов внедрения энергосберегающих технологий,
- возможного соотношения развития на перспективу теплодобывающих отраслей и ядерной энергетики .

1.3. Энергомашиностроение РФ в период перехода к рыночным отношениям

Развитие энергомашиностроения является обязательным условием и необходимой составляющей развития ТЭК страны. В начале 90-х годов энергомашиностроительная отрасль России состояла из 21 завода и 9 исследовательских и проектных институтов. На 1998 г. только 2 института остались государ-

ственными, остальные предприятия подверглись акционированию в различных формах. Число работающих в отрасли сократилось с 200 тыс. чел. (1991г.) до 100 тыс. чел. в 1998 г.

Изменение форм собственности и структурная перестройка, происходившие в промышленности в 90-е годы, привели к существенному снижению энергопотребления, резкому снижению вводов новых мощностей, а следовательно к уменьшению заказов и поставок энергетического оборудования.

К 1998 году резко упал уровень использования производственных мощностей при выпуске основных видов энергооборудования. Показатели по этому параметру приведены в табл. 1.5.

Таблица 1.5.

Оборудование	Использование производственных мощностей, %
Турбины гидравлические	30
Турбины паровые	15
Турбины газовые	10
Котлы паровые свыше 10 т пара/час	14
Котлы паровые до 10 т пара/час	25
Дизели и дизель-генераторы	10

Спад производства оборудования достиг таких показателей, что ряд предприятий были вынуждены переключаться на выпуск непрофильной продукции и свертывать производство. Это вело, в свою очередь, к снижению технического уровня производства, к потере высококвалифицированного персонала и утрате достигнутого научно-технического потенциала.

Тяжелое финансовое положение энергомашиностроительных предприятий усугублялось неплатежами российских потребителей и республик бывшего СССР, а также большой долей бартера в расчетах (более 50%). Вследствие этого оказалась невозможной разработка и производство новых технически прогрессивных образцов оборудования, номенклатура выпускаемого оборудования не обновлялась, появилась тенденция технического отставания в энерготехнологиях. Резко уменьшилась доля экспорта энергомашиностроительной продукции на мировой рынок. На рис. 1.3 показано падение доли отечественной продукции на мировом рынке энергооборудования в последнее десятилетие XX века.

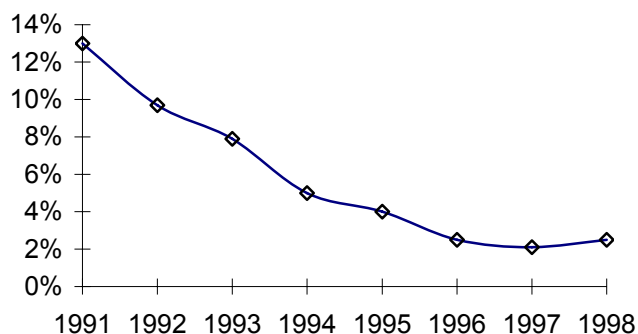


Рис. 1.3. Падение доли отечественной продукции на мировом рынке энергетического оборудования

Указанное падение доли экспорта происходит несмотря на более низкие экспортные цены отечественных производителей по сравнению с мировыми (на 30%). Российский рынок энергооборудования достаточно сжатый из-за внутренней экономической ситуации начинает завоевываться иностранными производителями. В табл 1.6. приведены относительные объемы продаж на 1998 г. основных производителей энергетического оборудования на мировом рынке и рынке России и стран бывшего СССР.

Таблица 1.6.

Производители энергооборудования	Мировой объем продаж, %	Объем продаж в России и странах бывшего СССР, %
Российские производители	2,2	59,0
GE (США)	35,0	5,0
Siemens AG	24,0	24,0
ABB	21,0	8,0
Остальные (Япония, Франция и др.)	17,8	4,0
ВСЕГО	100,0	100,0

На рис. 1.4. приводится динамика продаж энергооборудования на российском рынке иностранными производителями в 1991-1998 гг.

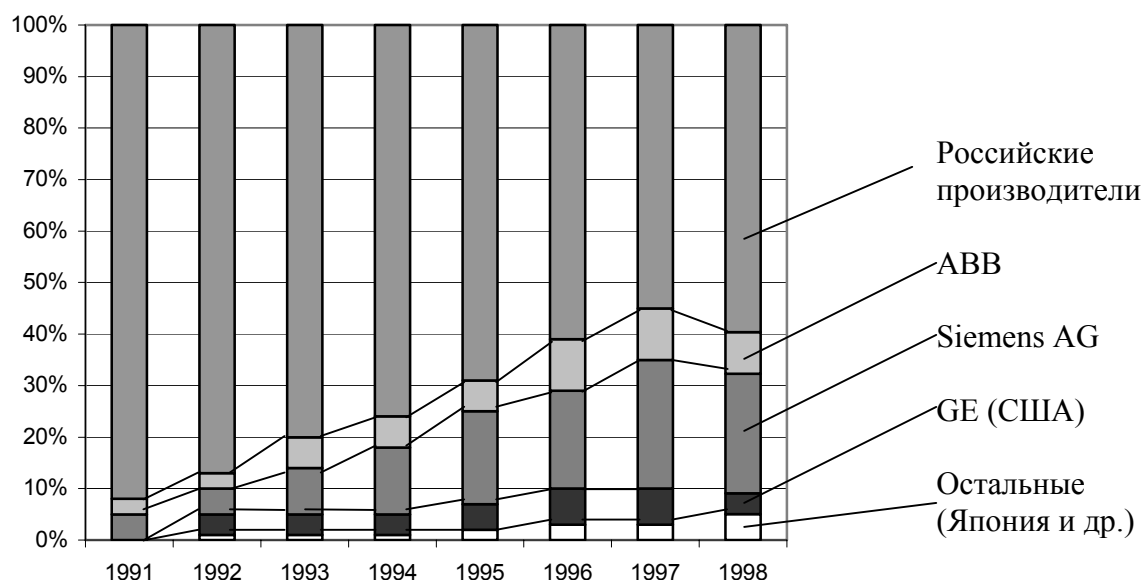


Рис. 1.4. Динамика продаж энергооборудования в РФ

Таким образом, падение производства в отечественном энергомашиностроении создает угрозу обеспечению энергетической безопасности России. В 2003 году предполагается принятие на государственном уровне новой программы развития энергетики. Её задания по восстановлению и замене мощностей должны обеспечить качественное и надежное электро и теплоснабжение в стране, исключить возможность аварий и отключение потребителей, дать импульс к восстановлению и развитию энергомашиностроительной базы.

2. Основные требования к тепловой электростанции

2.1. Основное назначение и характеристики электростанций

Основное назначение электрических станций - снабжение электроэнергией промышленных предприятий, сельскохозяйственного производства, электрифицированного транспорта и населения. Тепловые электроцентралы наряду с этим обеспечивают паром и горячей водой предприятия и жилые здания.

Особенность работы электрических станций - практическое совпадение количества отпускаемой и производимой электроэнергии, т.к. существующие в настоящее время типы аккумуляторов весьма дороги и малоэффективны. Аккумуляция тепла для технологических потребностей также практически не осуществляется.

Неразрывность производства и потребления энергии предъявляет весьма высокие требования к основной характеристике электростанции - надёжности. Требование надёжности означает бесперебойное производство электрической и тепловой энергии в соответствии со спросом со стороны потребителей и диспетчерским графиком нагрузки. Под надёжностью понимается свойство тепловой электростанции выполнять свои функции, сохраняя эксплуатационные показатели в заданных пределах в течение требуемого промежутка времени.

Высокая надёжность должна быть заложена в оборудовании и линиях коммуникации при их конструировании и монтаже, в проекте электростанции в целом и должна поддерживаться длительно высоким уровнем культуры эксплуатации, своевременным и тщательным ремонтом. Однако, даже при соблюдении указанных требований вероятность возникновения неисправности элементов оборудования и аварии не исключена. Надёжное электроснабжение потребителей обеспечивается при этом дополнительными резервными агрегатами и энергоблоками.

Теплоснабжение потребителей также должно быть бесперебойным; в первую очередь это относится к снабжению паром промышленных предприятий, в особенности таких, технологический процесс которых (нефтеперегонные заводы и т.п.) должен осуществляться непрерывно.

Надёжность работы агрегата или энергоблока характеризуют в первом приближении коэффициентом готовности :

$$P = \frac{T_{\text{гот}}}{T_{\text{гот}} + T_{\text{а.р.}}},$$

где $T_{\text{гот}} = T_{\text{раб}} + T_{\text{рез}}$ – время нахождения агрегата (энергоблока) в состоянии готовности, складывающееся из времени работы $T_{\text{раб}}$ и времени резерва $T_{\text{рез}}$; $T_{\text{а.р.}}$ - продолжительность состояний аварии и после аварийного ремонта (обычно ч/год). Годовой период включает, кроме того, важную составляющую $T_{\text{п.р.}}$ - продолжительность планового текущего, а в отдельные годы и капитального ремонта.

Коэффициент аварийности (ненадёжности)

$$q = \frac{T_{a.p.}}{T_{\text{гот}} + T_{a.p.}} = 1 - p.$$

Показатели p и q , определяют за годовой или иной длительный период, в котором продолжительность работы $T_{\text{раб}}$ и состояние готовности $T_{\text{гот}}$ должны быть основными составляющими, а величина $T_{a.p.}$ - возможно малой. Знание величины p позволяет подойти к количественной оценке надёжности работы энергетического оборудования.

Второе основное требование к электростанциям - экономичность. Два вида экономичности - сооружения и эксплуатации частично согласуются между собой, частично противоречивы. В издержки производств входят, в частности, отчисления от единовременных затрат (капитальных вложений) на амортизацию оборудования (возобновление его работоспособности во время эксплуатации), а также сооружений. Эти отчисления тем больше, чем дороже электростанция. Вместе с тем основная составляющая издержек производства ТЭС - стоимость топлива. Экономия топлива и затрат на него достигается техническим совершенствованием оборудования и, как правило, его удорожанием. Чтобы оценить оба вида затрат на электростанцию - капитальных при её сооружении и ежегодных при эксплуатации - часто используют обобщающий показатель общей экономичности, так называемые расчётные затраты.

В общем случае экономичность электростанции (энергосистемы) может характеризоваться целым рядом показателей:

- коэффициентом полезного действия электростанции;
- удельным расходом топлива на выработанную электрическую (тепловую) энергию;
- стоимостью отпущенной тепловой или электрической энергии, относительной величиной потерь в тепловых и электрических сетях;
- рентабельностью - отношением прибыли и стоимости основных производственных фондов и оборотных средств;
- удельными капиталовложениями на создание энергообъекта;
- удельной численностью персонала.

Более подробному рассмотрению указанных показателей, их определению и взаимосвязи в критериальных зависимостях будут посвящены отдельные разделы данной работы.

Для удовлетворения быстропеременных нагрузок электростанции и энергоблоки должны обладать маневренностью, т. е. способностью быстрого набора и снятия нагрузки, быстрого пуска из нерабочего состояния и остановки, без ущерба для надёжности и долговечности. При этом, частота электрического тока в энергосистемах должна непрерывно поддерживаться на уровне 50 гц с отклонениями не более $\pm 0,1$ гц, временно не более $\pm 0,2$ гц. Более широко понятие маневренности и связанные с ним характеристики оборудования рассматриваются в процессе изучения дисциплин «Режимы работы и эксплуатация ТЭС и АЭС».

Обязательным требованием предъявляемым к электростанции является требование безопасности работы на ней обслуживающего персонала и условий необходимых для ремонта оборудования.

Наряду с перечисленными требованиями предъявляемыми к электростанции, важнейшим является условие её экологической безопасности, включающее охрану окружающей среды, воздушных и водных бассейнов. Экологичность электростанции должна заключаться в том, что отработанное тепло, зола и шлак, дымовые газы, радиоактивные отходы, электромагнитные поля и другие побочные продукты производственной деятельности не должны приносить вред населению, животному и растительному миру.

2.2. Обеспечение санитарных требований и норм по выбросу веществ в атмосферу

Одной из главных причин, ограничивающих мощность электростанции или вызывающих дополнительные капиталовложения при увеличении её мощности сверх определённого предела является загрязнение атмосферы вредными выбросами через дымовую трубу.

Через дымовые трубы электростанций в атмосферу поступают: летучая зола и частицы недогоревшего пылевидного топлива ($у н о с$), сернистый и серный ангидрид, окислы азота и газообразные продукты неполного сгорания, а при сжигании мазута, кроме того, соединения ванадия, соли натрия, частицы сажи, удаляемые с поверхностей нагрева при их обдувке. В золе некоторых видов топлива содержатся также мышьяк, свободная двуокись кремния, свободная окись кальция и др.

При сжигании природного газа вредные примеси представлены, в основном, окислами азота и в меньшей степени сажей.

Например, в США в 1968 году от сжигания на электростанциях и в котельных угля, природного газа, нефти выброс в атмосферу окислов азота составил около 6 млн. т.; выброс сернистого ангидрида электростанциями составил в 1970 г. около 19 млн. т. В СССР в 1970 г. выброс золы, пыли и сажи от основных электростанций составил около 8 млн. т. и окислов серы около 11 млн. т. Парогенератор производительностью 950 т/ч на АШ выбрасывает в атмосферу около 63 т. окислов азота в сутки.

Образование вредных веществ зависит от разных причин. В общем случае, это функция вида топлива, способа его сжигания, конструкции топок, горелочных и золоулавливающих устройств. Например, количество сернистого газа зависит от содержания серы в топливе, количество окислов азота от способа сжигания топлива, конструкции горелочных устройств, температуры в топочной камере и избытка воздуха.

Количество выбрасываемой золы зависит от зольности топлива и эффективности золоулавливающих устройств.

Примеси, заключающиеся в дымовых газах загрязняя атмосферный воздух, оказывают при определённых концентрациях весьма вредное влияние на человеческий организм и растительный мир, а также увеличивают износ меха-

низмов, интенсифицируют процессы коррозии металлов, разрушающее действуют на строительные конструкции зданий и сооружений.

Для оценки воздействия выбросов на человека вводится понятие предельно допустимой концентрации (ПДК), т.е. такой концентрации, которая не оказывает на человека прямого или косвенного вредного и неприятного воздействия, не снижает работоспособность, не влияет на самочувствие или настроение. При косвенном действии учитывается влияние вредных веществ на микроклимат и зеленые насаждения.

Перечни вредных для человека веществ и их ПДК регулярно публикуются Госкомитетом РФ по охране окружающей среды в изданиях "Перечень и коды веществ загрязняющих атмосферный воздух". Издания эти, как правило, выходят не реже 1 раза в 2 года. Перечень вредных веществ содержит более 1500 единиц и постоянно возрастает.

В таблице 2.1. приведен ряд вредных веществ, содержащихся в дымовых выбросах, а также, для сравнения, ряд токсичных для человека веществ, не имеющих отношения к выбросам электростанций. Данные взяты из «Перечня...», 1998 г., СПб

Таблица 2.1.

Наименование вещества	Класс опасности	ПДК, мг/м ³	
		максимально-разовая	средне-суточная
Угольная зола ТЭС	2	0,05	0,02
Диоксид азота (NO ₂)	2	0,085	0,04
Оксид азота (NO)	3	0,15	0,06
Сажа	3	0,15	0,05
Сернистый ангидрид (SO ₂)	3	0,5	0,05
Мазутная зола ТЭС (в пересчёте на ванадий)	2		0,002
Зола сланцевая	3	0,3	0,1
Оксид углерода (CO)	4	5,0	3,0
Бенз(а)пирен	1		1·10 ⁻⁹
Пятиокись ванадия (V ₂ O ₅)	1		0,3·10 ⁻³
Сероводород	2	0,08	
Хлор	2	0,1	0,03
Фенол	2	0,01	0,003
Бензин (нефтяной, малосернистый)	4	5,0	1,5

Для защиты населения от вредных выбросов при проектировании электростанций предусматривается отделение их от жилых районов санитарно-защитными зонами, протяжённость которых определяется количеством выбросов и розой ветров так, чтобы концентрация вредных веществ в атмосферном воздухе не превышала допустимой (ПДК).

Это обеспечивается установкой эффективных золоуловителей (для ТЭС на угле) и сооружением дымовых труб большой высоты, создающих более благоприятные условия для рассеивания дымовых газов.

Согласно принятой в 70-е годы (в СССР) методике геометрическая высота трубы определяется по формуле:

$$H = \sqrt{\frac{mAM_{SO_2}F}{C_{ПДК}}} \sqrt[3]{\frac{n}{V\Delta T}}; [м]$$

где $C_{ПДК}$ - предельно допустимая максимальная концентрация вредного вещества; мг/м³

A - коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы и определяющий условия вертикального и горизонтального рассеивания (для центральной европейской части РФ $A = 120$, для севера и северо-запада европейской территории РФ, Урала, Украины $A = 160$, для центральной Сибири, Казахстана и Средней Азии - $A = 200$);

F - безразмерный коэффициент, учитывающий влияние скорости осаждения примесей под действием силы тяжести (при расчёте концентрации SO_2 $F=1$, при расчёте концентрации золы $F=2$);

M - суммарный выброс вредных примесей (SO_2) из всех труб одинаковой высоты;

m - безразмерный коэффициент, учитывающий влияние скорости выхода газов из трубы ($m=1$ при $W= 10-15$ м/с; $m=0,9$ при $W= 20-15$ м/с; $m=0,8$ при $W = 30 - 35$ м/с;

n - количество труб одинаковой высоты;

V - суммарный объём выбрасываемых из труб газов, м³/с;

ΔT - разность температур выходящих из трубы газов и окружающего воздуха, величина ΔT определяется по климатологическому справочнику для летнего времени в дневные часы.

Определяющей величиной при выборе высоты дымовой трубы является секундный выброс SO_2 и золы. Выброс SO_2 определяется по формуле:

$$M_{SO_2} = 39b_y S^{np} N; \text{ [г/с]}$$

Выброс золы определяется по формуле:

$$M_z = 10B(A^P + q_4 \frac{Q_H^P}{32.7}) \cdot \alpha_{yn} (1 - \eta_{zy}); \text{ [г/сек]}$$

где: b_y – удельный расход топлива на электростанции, г/кВт-час;

N – мощность электростанции, МВт; S^{np} - сернистость топлива в %;

q_4 - потеря теплоты с механическим недожогом, %;

Q_H^P - низшая теплота сгорания, МДж/кг ; A^P - зольность топлива в %

α_{yn} - доля золы топлива, уносимая из топки; B - расход топлива, кг/сек ;

$\eta_{\text{зy}}$ - КПД золоуловителя.

Если в районе сооружения электростанции имеются предприятия с аналогичными по составу выбросами, то высота дымовой трубы корректируется по формуле:

$$H' = H \sqrt{\frac{C_{\text{ПДК}}}{C_{\text{ПДК}} - C_{\text{Ф}}}},$$

где: $C_{\text{Ф}}$ - существующая (фоновая) концентрация вредного вещества.

При совместном наличии в выбросах ТЭС сернистого ангидрида и окислов азота их комбинированное действие рассчитывается с учётом влияния обоих компонентов. Общая концентрация их смеси, выраженная в долях ПДК каждого при изолированном их действии, согласно требованиям не должна превышать 1 :

$$\frac{C_{\text{SO}_2}}{C_{\text{ПДКСO}_2}} + \frac{C_{\text{NO}_x}}{C_{\text{ПДКNO}_x}} \leq 1,$$

где: C_{SO_2} и C_{NO_x} – соответственно концентрации сернистого ангидрида и окислов азота;

$C_{\text{ПДКСO}_2}$ и $C_{\text{ПДКNO}_x}$ – соответственно предельно допустимые их концентрации.

2.3. Дезактивационные и вентиляционные установки АЭС

2.3.1. Радиоактивные загрязнения и дезактивация отходов

Оборудование одноконтурных и первого контура двухконтурных АЭС работает в условиях наличия радиоактивности. Это приводит к радиоактивным загрязнениям как внутренних поверхностей оборудования, так и поверхности помещений, где оно расположено. Основным источником радиоактивного загрязнения являются продукты коррозии и эрозии, газы, дефекты в твэлах. Радиоактивные продукты коррозии появляются как за счёт коррозии конструкционных и реакторных материалов, находящихся в активной зоне реактора, так и за счёт продуктов коррозии контура циркуляции при выпадении их в теплоноситель и прохождении через активную зону.

В процессе работы реактора радиоактивность теплоносителя определяется в основном газовой радиоактивностью азота-16, кислорода-19 азота-13 и других. Газовая радиоактивность является короткоживущей и после останова реактора быстро спадает и радиоактивность оборудования в основном определяется отложениями продуктов коррозии.

Таким образом, в процессе работы АЭС образуются твёрдые, жидкие и газообразные радиоактивные отходы, требующие перед удалением их со станции дезактивации.

Под дезактивацией понимают удаление и обезвреживание радиоактивных отходов.

В качестве основной характеристики эффективности дезактивации принят коэффициент дезактивации.

$$k_g = A_H / A_K,$$

где A_H - начальная активность дезактивируемого объекта;
 A_K - конечная его активность.

Дезактивация твёрдых радиоактивных отложений связана, в первую очередь, с удалением из контура отложений радиоактивных продуктов коррозии. Опыт эксплуатации АЭС показывает, что радиоактивные нуклиды продуктов коррозии, попадающие в теплоноситель разносятся по контуру и 40-50 % из них в результате сорбционно-диффузионных процессов внедряются в окисную плёнку на поверхностях оборудования и трубопроводов, около 40 % их откладывается механически в местах с малыми скоростями теплоносителя и в застойных зонах (щелях, тупиковых участках и т.д.) и небольшая часть, 10-20%, выносится из контура с продувочной водой и организованными и неорганизованными протечками.

Дезактивация оборудования в сборе - это всегда процесс химической очистки оборудования с применением реагентов. Дезактивации может подвергаться как весь контур, так и отдельные его части. Циркуляция отмывочного раствора осуществляется специальными насосами.

Для дезактивации съёмного оборудования (задвижки, насосы и др.), инструментов используются специальные ванны. Для удаления окисных плёнок с дезактивируемого оборудования необходимо применять реагенты с реализацией окислительно-восстановительных реакций. Для этого поверхности попеременно обрабатываются щелочными и кислотными растворами с применением водных промывок после каждого этапа. Применяемые реагенты зависят от состава удаляемых отложений и конструкционного материала, на котором они отложились. Для дезактивации с использованием аустенитных нержавеющей сталей нельзя применять реагенты, содержащие хлориды, например, соляную кислоту. Хлор-ион вызывает коррозионное растрескивание аустенитных сталей. Дезактивация обычно проводится в несколько циклов. Наиболее распространённой является технология дезактивации с применением на первом этапе 2-4% едкого калия (KOH) с 0,2-0,4% перманганата калия (KMnO₄) и по 0,5-1% щавелевой кислоты (H₂C₂O₄) с добавками лимонной кислоты на втором этапе. Время дезактивации - 1-3 ч при температуре раствора 85-100 °С. В последние годы для дезактивации широкое применение находят композиции с комплексонами, например, соли этилендиамина тетрауксусной кислоты и лимонная кислота. Для дезактивации больших поверхностей (баков, стен помещений и др.) применяют пароземulsionный метод. В качестве дезактивирующего раствора используют щавелевую кислоту концентрацией 20г/кг, поверхностно-активное вещество ОП-7 концентрацией 5г/кг и гексафосфат натрия 5г/кг. Раствор в виде паровой эмульсии наносится на стенки с помощью специальных пистолетов, к которым подводится пар с давлением 0,8-1,2 МПа.

Дезактивационные растворы после дезактивации являются жидкими радиоактивными отходами и, в свою очередь, требуют их дезактивации.

В общем случае жидкими радиоактивными отходами на АЭС являются: продувочные воды реактора, организованные и неорганизованные протечки теплоносителя реакторного контура, вода бассейнов выдержки и перегрузки, дре-

нажи, трапные и обмывочные воды, дезактивационные растворы, воды прачечных и душевых, продувочная вода парогенераторов. Жидкие радиоактивные отходы подразделяются на высоко активные (с активностью выше 10^{-4} Ки/л) и слабоактивные (менее 10^{-4} Ки/л). Существует много способов обезвреживания жидких радиоактивных отходов. Наибольшее распространение получили метод ионного обмена и термический метод (упаривание). Дезактивация жидких радиоактивных отходов опирается на два основных принципа: раздельная дезактивация вод, различающихся по радиоактивности и физико-химическим показателям, и возможно полный возврат очищенных вод в цикл АЭС. Очистка продувочных вод реакторов и парогенераторов осуществляется на ионно-обменных фильтрах с полным возвратом очищенной воды в цикл. Эти установки более компактны и проще в эксплуатации по сравнению с выпарными аппаратами.

Выпарные аппараты дают наиболее высокий коэффициент очистки, но для их работы требуется постоянный расход пара из отборов турбины. Это является прямой энергетической потерей для цикла. Для уменьшения расхода пара на выпарные аппараты их выполняют многоступенчатыми, что значительно усложняет обстановку. По этой причине выпарные аппараты для очистки продувочных вод не применяются.

Жидкие радиоактивные отходы протечек, дренажей, трапных и обмывочных вод и другие собираются в баках "грязного" конденсата. Для их обработки используются одноступенчатые выпарные аппараты с дополнительной очисткой полученного конденсата на ионообменных фильтрах.

Хранилища жидких радиоактивных отходов (ХЖО) рассчитываются на 5 лет работы АЭС. При захоронении жидких отходов должно быть полностью исключено распространение радиоактивности в окружающую среду. Для упрощения хранения жидких радиоактивных отходов производят их отверждение (методами битумирования, цементирования, стеклования).

Газообразные радиоактивные отходы появляются в результате работы систем вентиляции, особенно в период перегрузки реактора. Кроме того, на АЭС существует множество технологических сдувок из надводных пространств баков "грязного" конденсата, баков-барботёров, баков - ХЖО и др. для удаления выделившихся из воды радиоактивных газов. Выбрасывать в атмосферу воздух, содержащий радиоактивные газы, в основном инертные газы и йод запрещено, необходима их предварительная дезактивация. При выдержке радиоактивных газов в результате вторичных распадов образуются новые стабильные или нестабильные нуклиды, часто в виде аэрозолей.

Поэтому установки для дезактивации в своем составе должны содержать аэрозольные фильтры.

Применяют два способа дезактивации газов: выдержку их в ёмкостях - газгольдерах и очистку в адсорбционных установках. Давление в газгольдерах 0,8-1,0 МПа. Время выдержки газов в газгольдерах определяется временем распада ^{133}Xe . После выдержки газы через аэрозольные фильтры выбрасываются в вентиляционную трубу. Газгольдеры устанавливают с резервом (обычно два рабочих и два резервных).

Радиоактивные газы можно дезактивировать путём адсорбции их на твёрдых материалах. Для этого газы предварительно осушают, затем охлаждают до температуры 10-15 °С и направляют в адсорбер. Адсорбер заполняется активированным углем в зёрнах. Чем ниже температура очищаемого газа, тем выше коэффициент очистки. Некоторые схемы очистки газов в адсорберах снабжаются холодильными машинами для более глубокого охлаждения газа (до -70 °С). Коэффициент очистки при этом возрастает в десятки раз.

2.3.2. Вентиляционные установки АЭС

На АЭС все помещения подразделяются на зону строгого режима и зону свободного режима. В свою очередь, помещения зоны строгого режима подразделяются на помещения постоянного обслуживания, с периодическим обслуживанием и необслуживаемые.

К помещениям зоны строгого режима на АЭС с ВВЭР относятся реакторный зал, помещения боксов парогенераторов и ГЦН, гидроемкостей и компенсаторов давления, спецводоочистки, вытяжных вентиляционных камер. На одноконтурных АЭС добавляются ещё помещения машинного зала и верхних отметок деаэрационной этажерки.

В обслуживаемом помещении возможно пребывание обслуживающего персонала при работающем реакторе в течение рабочего дня, если суммарная доза его облучения не превышает допустимых величин (центральный зал, лаборатории, коридоры и т.п.).

В полуобслуживаемых помещениях допустимо кратковременное пребывание обслуживающего персонала при работающем реакторе.

В необслуживаемых помещениях пребывание обслуживающего персонала при работающем реакторе не допускается (помещения боксов парогенераторов, компенсатора объёма, ГЗЗ и др.).

В обслуживаемых помещениях (центральный зал реактора) в воздух выделяются небольшие количества теплоты и влаги, возможно появление радиоактивных аэрозолей. Вероятность появления радиоактивности в реакторном зале возрастает при проведении планово-предупредительных ремонтов (ППР) и перегрузках топлива, когда открываются шахта аппарата в бассейн выдержки.

К помещениям зоны свободного режима относятся машинный зал двух- и трёхконтурных АЭС, щиты управления. Единственным требованием к вентиляции зоны свободного режима является поддержание санитарно-гигиенических норм температуры, влажности и запылённости воздуха в помещениях, где обслуживающий персонал может находиться неограниченное время.

Задачей вентиляционных систем помещений зоны строгого режима является:

- 1) создание необходимого разряжения, препятствующего распространению радиоактивного воздуха в соседние помещения при возможных неплотностях;
- 2) удаление избыточной теплоты и влаги;
- 3) создание нормальных условий для работы оборудования;

4) создание нормальных условий для обслуживающего персонала при работе оборудования;

5) создание нормальных условий для проведения ремонтных и перегрузочных работ в период остановки реактора.

Таким образом, для АЭС назначением вентиляции является не только создание санитарно-гигиенических условий, но и обеспечение радиационной безопасности персонала. На АЭС применяются мощные вентиляционные системы с большими расходами воздуха. При этом должна обеспечиваться определенная кратность обмена воздуха, зависящая от кубатуры вентилируемого помещения и наличия радиоактивности. В таблице 2.2. приведены кратности обмена воздуха в помещениях зоны строгого режима

Кратность обмена воздуха общеобменной вентиляции

Таблица 2.2.

Объем помещений, м ³	Кратность воздухообмена, 1/ч
До 100	10
500	5
1000	3
5000	2
10000 и более	1

В помещениях строгого режима обмен воздуха меньше, чем однократный, не допускается. При перегрузках кратность обмена воздуха в реакторном помещении удваивается.

Основные требования к специальной технологической вентиляции - высокая надёжность и эффективность. Эксплуатация АЭС невозможна без работающей вентиляции. Вентиляционные установки продолжают работать, даже если станция остановлена.

В основу создания системы вентиляции положен принцип раздельной вентиляции помещений зон строгого и свободного режимов.

Полуобслуживаемые и необслуживаемые помещения зоны строгого режима - это в основном помещения, где располагается оборудование реакторного контура и спецводоочистки.

Технологическая вентиляция работает по принципу приточно-вытяжной, так как она должна обеспечивать организованные потоки воздуха и поддерживать необходимое разрежение в помещениях. Подача чистого воздуха и удаление загрязнённого должны быть организованы таким образом, чтобы надёжно вентилировалось всё помещение без застойных зон. Потоки воздуха должны направляться из более чистых помещений в более загрязнённые с исключением перетечек в обратном направлении.

Системы вентиляции работают по разомкнутой системе с выбросом воздуха после очистки на фильтрах в вентиляционную трубу высотой 100-120м.

При проектировании систем специальной технологической вентиляции должны выполняться следующие правила:

1) параллельное подсоединение помещений с разной степенью радиоактивности к одной системе недопустимо;

2) для уменьшения мощности вентиляционных систем возможно последовательное подключение к одной вентиляционной системе помещений с разной степенью радиоактивности с перетоком воздуха из помещений с меньшей радиоактивностью в более загрязнённые помещения. Такая система обеспечивает переток воздуха из обслуживаемых помещений в полуобслуживаемые и необслуживаемые с помощью клапанов давления, препятствующих перетоку воздуха в обратном направлении;

3) из мест повышенной радиоактивности должна быть местная вытяжная вентиляция для локализации радиоактивности;

4) обязательное 100% - НОЕ резервирование вентиляционных установок с автоматическим включением резерва и автоблокировкой электродвигателей клапанов приточной и вытяжной систем с двигателями соответствующих вентиляционных установок;

5) выбор производительности вентиляционных систем должен выбираться с учётом перегрузок топлива и ремонтных работ, когда выход радиоактивности повышен.

В таблицах 2.3., 2.4. приведены предельно-допустимые выбросы на 1000 МВт установленной мощности АЭС.

Среднемесячные допустимые нормализованные выбросы (ДНВ), отнесённые к 1000 МВт, и предельно допустимые выбросы (ПДВ) для АЭС в целом при её мощности более 6000 МВт

Таблица 2.3.

Долгоживущие нуклиды	ДНВ мКи/мес	ПДВ мКи/мес	Долгоживущие нуклиды	ДНВ мКи/мес	ПДВ мКи/мес
Кобальт-60	15	90	Стронций-89	15	90
Марганец-54	15	90	Хром-51	15	90
Стронций-90	1,5	9	Цезий-137	15	90

Среднесуточные допустимые нормализованные выбросы (ДНВ), отнесённые к 1000 МВт мощности, и предельно допустимые выбросы (ПДВ) для АЭС в целом при её мощности более 6000 МВт

Таблица 2.4

Нуклиды	ДНВ Ки/сут	ПДВ Ки/сут
Инертные радиоактивные газы (аргон, криптон, ксенон) суммарно	500	3000
Йод-131 (газовая и аэрозольная фазы) суммарно	0,01	0,06
Долгоживущие нуклиды, оставшиеся на фильтре через 2 сут после начала эксплуатации	$1,5 \cdot 10^{-2}$	0,09
Короткоживущие нуклиды, определяемые как разность оставшихся нуклидов на фильтре 1 и 2 сут после начала эксплуатации	0,2	1,2

Примечание:

Допускается однократный или суточный выброс, превышающий значения, указанные в таблице, если суммарные выбросы за квартал не превысят расчётного значения по таблице

Контрольные вопросы

1. Сформулируйте основные требования, которым должна удовлетворять современная электростанция.
2. Назовите основные вредные выбросы загрязняющие атмосферу через дымовую трубу ТЭС.
3. Что такое ПДК, какой документ её регламентирует?
4. Каковы основные санитарные нормы по выбросам вредных веществ в атмосферу?
5. Назовите основные источники радиоактивного загрязнения оборудования на АЭС.
6. Какие способы дезактивации применяются на АЭС ?
7. Как организовывается захоронение жидких радиоактивных отходов ?
8. Каково назначение вентиляционных установок на АЭС?
9. На какие режимные зоны подразделяются помещения АЭС ?
10. Какие правила должны соблюдаться при организации систем технологической вентиляции ?

3. Основы технико-экономической оптимизации ТЭС и АЭС

3.1. Критерии технико-экономической оптимизации. Структура стоимости электростанций и основные эксплуатационные расходы

Технико-экономический подход при выборе оптимальных проектных решений призван привести в соответствие экономические требования к сооружению электростанции и к условиям эксплуатации, находящимся в определённом противоречии. Чем выше затраты при сооружении ТЭС, чем более сложные, а следовательно, и дорогостоящие технологические решения закладываются в её проект, тем выше эксплуатационные показатели действующей электростанции, тем больше экономия топлива и других ресурсов достигаемая за срок её службы.

Условно, критерии технико-экономической оптимизации могут быть разделены на частные, отражающие определённые экономические аспекты сооружения и эксплуатации ТЭС, и общие, являющиеся комплексами обобщающими частные критерии и показатели.

К частным критериям могут быть отнесены удельные капиталовложения, годовые издержки производства, себестоимость электрической и тепловой энергии. К критериям, отражающим более обобщённые показатели относятся годовые расчётные затраты, годовой экономический эффект (или интегральный экономический эффект за срок службы), срок окупаемости.

Капитальные затраты представляют сумму средств, необходимых на сооружение или модернизацию объекта.

Общая сумма капитальных затрат K , относимая к мощности электростанции даёт величину удельных капиталовложений

$$k = \frac{K}{N}$$

Величина k может быть критерием оптимальности в случаях, когда не меняется КПД нетто ТЭС и её надёжность. Так как такие ситуации носят гипотетический характер, то k не является обобщающим технико-экономическим критерием.

Капитальные вложения расходуются на разработку проекта, строительномонтажные работы, приобретение технологического оборудования и транспортных средств, пуско-наладочные работы. Ориентировочная структура капитальных затрат при сооружении электростанций различных типов приведена в табл. 3.1.

Структура капитальных затрат в %

Таблица 3.1.

Тип электростанции	Строительно-монтажные работы	Оборудование и прочие затраты
ТЭС	60	40
АЭС	40	60
ГЭС	80	20
Эд.сети (35 кв и выше)	65	35

Объёмы капитальных вложений зависят от структуры и масштабов ввода новых мощностей, реконструкции старых и поддержания действующих мощностей в эксплуатации.

Источниками капитальных вложений могут являться бюджеты разных уровней, банковские кредиты, фонды развития и амортизационные отчисления предприятий, частные инвестиции.

Важнейшей задачей при сооружении энергоблоков является использование капитальных вложений с максимальным эффектом. Этому способствуют :

- использование возможностей реконструкции по сравнению с новым строительством;
- сокращение объёмов незавершённого строительства, т.е. недопущение "замораживания" капитала;
- использование резервов энергосистемы и возможностей модернизации оборудования;
- применение более совершенных, технологически прогрессивных проектов;
- использование унифицированных решений, как по оборудованию, так и по строительно-монтажным работам.

На современном этапе при сооружении энергоблоков наметилась тенденция к росту удельных капитальных вложений. Причинами этого являются:

- увеличение объёмов работ по охране окружающей среды, связанное с ужесточением экологических нормативов;
- увеличение вложений в радиационную безопасность для АЭС;
- растущая тенденция к автономизации и разукрупнению энергопроизводств в связи с процессами приватизации.

В общем случае, капиталовложения при сооружении электростанций зависят от ряда факторов: тип и мощность электростанции; число и параметры энергоблоков; схема технологических связей; условия строительства и степень его индустриализации; вид топлива; условия водоснабжения; экологические требования и др.

Вопрос обоснования дополнительных капиталовложений в энергоустановку (усложнение схемы, удорожание оборудования, увеличение теплообменных поверхностей и т.д.) может быть оправдан при повышении экономичности (КПД) установки, удорожании топлива, увеличении числа часов использования установленной мощности (переход в базовый режим).

Стоимость строительства или реконструкции определяется сметой, которая должна устанавливать предел допустимых затрат. Смета определяется на основе проекта и базируется на данных по составу оборудования, объёму строительно-монтажных работ, прейскурантах и расценках оборудования и работ, тарифах на перевозку, накладных расходах и т.д.

На основе типовых проектов разрабатываются укрупнённые сметные нормы (УСН) и укрупнённые показатели стоимости (УПС).

Приближённо величину полных капиталовложений в блочную ТЭС можно представить, как

$$K = K_{\text{бл}}^{\Gamma} + K_{\text{бл}}(n-1) = K_{\text{бл}} \left(\frac{K_{\text{бл}}^{\Gamma}}{K_{\text{бл}}} + n - 1 \right);$$

где: $K_{\text{бл}}^{\Gamma}$ и $K_{\text{бл}}$ - вложения, связанные с сооружением головного блока и каждого последующего;

n - число блоков данного типоразмера.

Обозначив $K^{\Gamma} / K_{\text{бл}} = \alpha$, можно определить удельные капитальные вложения в электростанцию:

$$k_{\text{уд}} = \frac{K_{\text{бл}}(\alpha + n - 1)}{N_{\text{бл}} \cdot n} = k_{\text{бл.уд}} \frac{\alpha + n - 1}{n};$$

где: $N_{\text{бл}}$ - мощность одного блока.

Ориентировочное значение α определяется на основе опыта строительства и приводится в табл. 3.2.

Величина α для ТЭС с различными энергоблоками на твёрдом топливе

Таблица 3.2.

Мощность блока, МВт	200	300	500	800
α	2,22	2,06	1,82	1,78

Для котельных капиталовложения могут быть определены как

$$K_{\text{к}} = K_{\text{о}} + b_{\text{к}} Q_{\text{к}},$$

где $K_{\text{о}}$ - постоянная часть затрат, не зависящая от мощности котельной;

$b_{\text{к}}$ - удельная переменная составляющая кап. вложений (на единицу тепловой мощности);

$Q_{\text{к}}$ - мощность котельной.

Формула по определению удельных капитальных вложений в тепловые сети часто имеет вид:

$$k_{\text{ТС}} = a \sum_{i=1}^n l + b \sum_{i=1}^n dl,$$

где d - диаметр трубопровода;

l - длина трубы на данном участке сети;

a и b - коэффициенты зависящие от конструкции сети, способа прокладки труб и местных условий;

n - число участков разветвленной тепловой сети.

Для определения капитальных вложений в оборудование часто используют определяющий параметр, благодаря которому с помощью удельных показателей или аппроксимационных зависимостей получают значение капитальных вложений при изменении этого параметра.

Например, для котлов, паропроводов, трубопроводов таким параметром может являться масса металла определенной марки на соответствующие элементы.

$$K = \sum_{i=1}^{i=m} M_i C_i,$$

где M_i - масса металла $i^{ой}$ марки; C_i - цена металла с $i^{ой}$ марки;
 m - количество учитываемых элементов или деталей.

Для определения стоимости теплообменников часто используют удельную стоимость единицы поверхности теплообменников

$$K=a \cdot F,$$

где F - поверхность теплообмена;

a - удельная стоимость поверхности теплообмена (с учетом стоимости корпуса и монтажа).

Для определения капитальных вложений на создание турбоагрегата иногда используют зависимости вида

$$K=AN^n \cdot BP_o^m \cdot t_o^f \cdot M^c,$$

где N - мощность турбины;

P_o, t_o - начальное давление и температура пара;

m - масса турбины;

A, B, n, m, f, c - коэффициенты зависящие от типа, мощности, параметров, числа цилиндров и ступеней, количества регулируемых отборов в турбине и других её особенностей.

Если какой-либо изменяемый (оптимизируемый) параметр агрегата не очень сильно влияет на величину капиталовложений в элементы оборудования ТЭС, то можно исходить из относительного изменения их стоимости, в общем случае, описываемого степенной зависимостью

$$\frac{K_i}{K_o} = \left(\frac{x_i}{x_o} \right)^m,$$

где K_o, K_i - стоимость оборудования при базовой x_o и рассматриваемой x_i величинах оптимизируемого параметра.

Упрощенный вид указанной зависимости для турбин

$$\frac{K_i}{K_o} = \left(\frac{N_i}{N_o} \right)^{0.8},$$

где N_i и N_o - базовая и определяемая мощность турбины.

Для котлоагрегатов, систем топливоподачи и золоудаления ориентировочная зависимость имеет вид:

$$\frac{K_i}{K_o} = \left(\frac{B_i}{B_o} \right)^{0.7},$$

где B_o и B_i - расход топлива в базовом и определяемом варианте.

Указанные зависимости можно использовать при небольших колебаниях параметров ($N; B$), когда отсутствуют качественные скачки в изменении стоимости агрегатов.

Удельная стоимость систем технического водоснабжения КЭС существенно зависит от типа системы технического водоснабжения.

В табл. 3.3. приведены ориентировочные данные по конденсационным блокам мощностью 200-800 МВт.

Сравнительная удельная стоимость систем техводоснабжения КЭС

Таблица 3.3.

Тип системы техводоснабжения	Относительная величина удельных капиталовложений в КЭС, %
Прямоточные системы из рек и каналов	4-4,5
Оборотные системы с использованием реконструируемых озер	5-5,5
Оборотные системы с водохранилищами охладителями создаваемыми на реках	7-8
Оборотные системы с испарительными градирнями	9-10

Величина удельных капиталовложений при сооружении энергоблока в большой степени зависит от его типа, мощности, серийности. Меняется также и соотношения между капиталовложениями на различное оборудование и строительно-монтажные работы. В таблице 3.4 приведены зарубежные данные по структуре капиталовложений в серийный блок мощностью 400 МВт.

Структура относительных капиталовложений в пылеугольный блок 400 МВт на начальные параметры пара 17 МПа, 538/533°C.

Таблица 3.4.

Наименование затрат	Суммарные затраты в %
1. Оборудование котельного цеха, в том числе:	32,2
котел	14,6
тягодутьевые установки	3,1
топливоприготовительные	3,3
прочее оборудование	11,2
2. Оборудование машинного зала в том числе:	19,0
турбогенератор	12,0
конденсатор	1,3
система техводоснабжения	4,3
прочее оборудование	1,4
3. Электрооборудование (без генератора)	5,8
4. Прочее общецеховое оборудование	1,0
5. Строительные работы	22,0
6. Эскалация цен (рост стоимости оборудования в период строительства)	11,7
7. Непредвиденные расходы	8,3
ИТОГО	100,0

Одним из показателей работы электростанции, относящимся к частным критериям технико-экономической оптимизации являются эксплуатационные расходы или годовые издержки производства (И)

Годовые издержки производства представляют сумму затрат на топливо, составляющей капитальных затрат и эксплуатационных расходов

$$И=И_{\text{т}} + И_{\text{к}} + И_{\text{экспл}}$$

Для ТЭС основная часть издержек - затраты на топливо

$$I_T = V_{\text{год}} \cdot C_T$$

где $V_{\text{год}}$ и C_T - годовой расход и цена топлива с учетом транспортировки.

Составляющая капитальных затрат в годовых издержках определяется как

$$I_K = p_a K + I_{T.p.}$$

где $p_a K$ - амортизационные отчисления

p_a - коэффициент амортизации, учитывающий отчисления на реновацию и капитальный ремонт и зависящий от вида оборудования и режима его работы.

$I_{T.p.}$ - ежегодные затраты на текущий ремонт принимаемые в размере 10-20% от амортизационных отчислений.

Коэффициент p_a согласно нормам принятым в 80-е годы выражался в % от первоначальной стоимости и составлял для зданий с металлическим каркасом - 3,5 %, для котлов на твердом топливе - 8,7 %, для турбин - 7% , для вспомогательного оборудования ТЭС - 13,3 %, для силового электро-оборудования - 6,3 %. В целом, по станции для приближенных расчетов p_a принимают 6-8 % в зависимости от качества топлива и числа часов использования установленной мощности.

Норма амортизации снижается при уменьшении числа часов использования ТЭС в году и улучшении качества топлива.

Эксплуатационные издержки определяются, как

$$I_{\text{экспл}} = I_{\text{зп}} + I_{\text{пр}} = n N \Phi_{\text{ср}} + I_{\text{пр}},$$

где $I_{\text{зп}}$ - годовая заработная плата персонала;

$I_{\text{пр}}$ - прочие общестанционные расходы;

n, N - штатный коэффициент (чел/МВт) и установленная мощность (МВт);

$\Phi_{\text{ср}}$ - средняя заработная плата одного работника за год.

Штатный коэффициент зависит от типа электростанций, вида топлива, мощности, числа агрегатов и по нормативам 80- годов находится в диапазоне 0,5-1 чел/МВт. Большие значения коэффициента соответствуют менее мощным станциям.

В 90-х годах в РФ реальные штатные коэффициенты значительно превысили нормативные, однако вызвалось это не технологическими проблемами, а социально- экономической обстановкой в стране и стремлением снизить уровень безработицы. Величина $I_{\text{пр}}$ составляет 20-30% суммарных затрат на амортизацию, текущий ремонт и заработную плату.

Общие годовые издержки отнесенные к количеству выпущенной продукции называются удельными издержками или себестоимостью продукции.

Себестоимость единицы электрической и тепловой энергии может быть определена как

$$C_{\text{ээ}} = \frac{I^{\text{э}}}{W_{\text{э, год}}}, \quad C_{\text{тэ}} = \frac{I^{\text{т}}}{W_{\text{т, год}}},$$

где $I^{\text{э}}$ и $I^{\text{т}}$ - годовые издержки необходимые для выработки электрической и тепловой энергии;

$W_{\text{э,год}}, W_{\text{т,год}}$ - количество отпущенной за год от электростанции электрической и тепловой энергии.

Как уже указывалось, ни величина удельных капиталовложений, ни себестоимость энергии в отдельности не могут быть обобщающим критерием оптимальности.

Как правило, эксплуатационные издержки снижаются за счет роста капиталовложений и наоборот. Очевидно, для достижения технико-экономического оптимума необходимо обеспечить наибольшую эффективность или наименьший срок окупаемости дополнительных капиталовложений.

$$T_{\text{ок}} = \frac{\Delta K}{\Delta I},$$

где $\Delta K, \Delta I$ - разность величин капиталовложений и эксплуатационных издержек в рассматриваемых вариантах выполнения объекта.

Дополнительные капиталовложения в объект целесообразны при значении $T_{\text{ок}}$ меньше некоторого нормативного, т.е. при $T_{\text{ок}} < T_{\text{ок}}^{\text{н}}$.

Величина обратная сроку окупаемости, называется коэффициентом эффективности капиталовложений:

$$E = \frac{1}{T_{\text{ок}}} = \frac{\Delta I}{\Delta K}.$$

В применяемых для реализации технических решениях величина E должна быть более или в крайнем случае равна нормативному коэффициенту $E_{\text{н}}$. В период существования плановой директивной экономики СССР нормативный коэффициент эффективности капиталовложений составлял 0,12 – для вновь сооружаемых объектов и 0,15 – для модернизации. Для сооружения уникальных экспериментальных объектов величина $E_{\text{н}}$ снижалась до 0,08.

Одним из обобщенных критериев технико-экономической оптимизации являются годовые расчетные приведенные затраты

$$З = I + E_{\text{н}} K.$$

При минимуме $З$ обеспечивается оптимальное соотношение между капиталовложениями и издержками производства.

Приведенные затраты, отнесенные к годовому количеству отпущенной энергии, называются удельными приведенными затратами. Для производства электрической энергии, например, они определяются по формуле:

$$З_{\text{э}} = \frac{З_{\text{э}}}{W_{\text{год}}} = \frac{KE_{\text{н}} + I}{W_{\text{год}}} = E_{\text{н}} \frac{K}{W_{\text{год}}} + C_{\text{ээ}}.$$

Удельные приведенные затраты имеют такую же структуру, как и себестоимость, но отличаются более высокой составляющей капитальных затрат.

Формула для определения приведенных затрат справедлива при условии, что капитальные вложения осуществляются в течение одного года и издержки производства не меняются по годам. При сооружении ТЭС это условие не выполняется. Сооружение ТЭС требует капитальных вложений в течение ряда лет и изменения издержек по годам, т.е. эксплуатация первых блоков ведется одновременно с монтажом последующих. В этом случае необходимо учитывать «замораживание капитала» т.е. фактор времени.

Эффект «замораживания» капитала может быть объяснен, как отвлечение средств, которые будучи вложены в другие отрасли или в банковскую сферу, могли бы приносить эффект (доход). Если считать, что размер этого эффекта в год на 1 рубль капиталовложений выразился бы величиной E_n , то отвлечение какой-то суммы капиталовложений (K_1) в первый год строительства ТЭС приносит ущерб $E_n K_1$. Следовательно ко второму году строительства сумма капиталовложений с учетом ущерба возрастает до величины:

$$K_1 + E_n K_1 = K_1(1 + E_n).$$

Аналогично к третьему году строительства сумма капиталовложений составит:

$$K_1(1 + E_n) + E_n[K_1(1 + E_n)] = K_1(1 + E_n)^2,$$

где E_n - норматив приведения разновременных затрат (норма дисконта) и $(1 + E_n)^2$ - коэффициент приведения.

Учет фактора времени заключается в учете разновременности затрат различных вариантов. Даже при одинаковой сметной стоимости вариантов, но при разновременности затрат экономичность вариантов различна. Учет фактора времени означает, что затраты разных лет приводятся к некоторому фиксированному году. Согласно существующим методикам технико-экономических расчетов, капитальные вложения t -го года, приведенные к некоторому единому для всех вариантов моменту времени τ , равны: при $t > \tau$, т.е. при приведении более поздних затрат к более раннему году

$$K_t^{np} = \frac{K_t}{(1 + E_n)^{t-\tau}},$$

при $t < \tau$, т.е. при приведении более ранних затрат к более позднему году

$$K_t^{np} = K_t(1 + E_n)^{\tau-t},$$

где K_t капитальные вложения в рассматриваемом году; t - рассматриваемый год капиталовложений, τ - год к которому приводятся капитальные затраты, E_n - норматив приведенных разновременных затрат (норма дисконта).

В методиках плановой директивной экономики времен СССР норматив E_n принимался 0,08, а для новой техники 0,1.

В первом приближении, для расчетов применительно к условиям рыночной экономики коэффициент приведения разновременных затрат E_n может быть принят равным коэффициенту эффективности капиталовложений E . Конкретные же значения этих коэффициентов зависят от экономической и финансовой ситуации в стране, в частности от инвестиционных возможностей и банковских ставок за кредиты.

Обычно в энергетике затраты приводят к году окончания строительства электростанции и начала нормальной эксплуатации.

Учёт фактора времени должен также распространяться на изменение текущих эксплуатационных расходов (издержек) производства И. Этот учёт может быть необходим в период временной эксплуатации объекта, т.е. когда вводится в действие часть агрегатов и издержки меняются во времени, или когда есть возможность оценить издержки за весь срок службы электростанции.

В этом случае, при приведении более ранних издержек к более позднему году (в пределах к окончанию срока эксплуатации станции), приведенные годовые текущие затраты составят

$$I_t^{np} = I_t(1 + E_n)^{\tau-t},$$

где τ - год, к которому приведены издержки,

I_t - издержки текущего года.

Таким образом расчётные приведенные затраты за срок эксплуатации T с учётом фактора приведения примут вид:

$$Z = \sum_{t=1}^T (K_t^{np} + I_t^{np}),$$

где T - год приведения.

Если T будет соответствовать полному циклу существования ТЭС (время строительства, эксплуатации и консервации), то Z_Σ - будут полными расчётными затратами за срок существования станции и составят

$$Z_\Sigma = \sum_{t=1}^T [K_t(1 + E_n)^{T-t} + I_t(1 + E_n)^{T-t}] = \sum_{t=1}^T (K_t + I_t)(1 + E_n)^{T-t} = \sum_{t=1}^T Z_t(1 + E_n)^{T-t}.$$

Ещё одним часто применяемым обобщённым критерием является максимум годового экономического эффекта.

$$\mathcal{E}_{год} = C_\mathcal{E} \cdot W_\mathcal{E} + C_T \cdot W_T - Z_{год},$$

где $C_\mathcal{E}$ и C_T - стоимости отпускаемой тепловой и электрической энергии,

$W_\mathcal{E}$ и W_T - годовой отпуск электрической и тепловой энергии,

$Z_{год}$ - годовые расчётные затраты.

Применительно ко всему сроку сооружения и существования электростанции интегральный экономический эффект

$$\mathcal{E}_\Sigma = \sum_{t=1}^T C_{\mathcal{E}t} W_{\mathcal{E}t} (1 + E_n)^{T-t} + \sum_{t=1}^T C_{Tt} W_{Tt} (1 + E_n)^{T-t} - \sum_{t=1}^T Z_t (1 + E_n)^{T-t}$$

В условиях сравнения вариантов энергообъекта сопоставимых по выработке энергии (т.е. $W_\mathcal{E} = \text{const}$ и $W_T = \text{const}$) этот критерий практически идентичен критерию минимума приведенных затрат.

3.2. Условия технико-экономической сопоставимости вариантов проектирования

При сравнении вариантов по минимуму приведенных затрат необходимо выполнение следующих условий.

1. Сравнимые варианты должны быть технически сопоставимыми и взаимозаменяемыми. Каждый вариант следует ставить в оптимальные для него условия, при которых обеспечивается получение наилучших технико-экономических показателей.

2. Варианты должны обеспечивать одинаковый энергетический эффект, т.е. они должны уравниваться по полезному отпуску энергии и мощности на основе использования системы замыкающих затрат и замыкающих установок.

При этом в варианте с меньшим полезным отпуском электроэнергии на величину ΔW_3 приведенные затраты должны быть увеличены на величину

$$\sum_{t=1}^T \Delta W_{3t} Z_{33} (1 + E_n)^{T-t},$$

где Z_{33} - замыкающие затраты на электроэнергию.

3. В сравниваемых вариантах должен обеспечиваться одинаковый уровень вредного воздействия на окружающую среду или следует учитывать дополнительные затраты для осуществления мероприятий по защите окружающей среды. В последнем случае приведенные затраты i -го варианта будут увеличиваться на величину

$$\Delta Z_i = E \Delta K_i + \Delta I_i,$$

где ΔK_i - дополнительные капиталовложения, необходимые для уменьшения вредных выбросов до концентраций их в исходном (лучшем в этом отношении) варианте;

ΔI_i - дополнительные текущие издержки, необходимые для таких же целей.

Возможно также уравнивание вариантов на основе оценки экономических последствий от воздействия вредных выбросов в окружающую среду. С этой целью может вводиться плата за загрязнение окружающей среды, что приведёт к некоторому увеличению стоимости выпускаемой продукции и экономически оправдывает строительство очистных сооружений и безотходных производств.

4. В рассматриваемых вариантах должны быть в полной мере учтены режимные факторы. Это представляется важным, так как в связи с растущей неравномерностью электропотребления в периоды ночного и недельного провалов нагрузки со снижением мощности и даже с остановом в резерв могут работать блоки мощностью - 200МВ т и выше.

Одной из характеристик режима работы ТЭС является число часов использования установленной мощности $T_{уст}$. В зависимости от $T_{уст}$ изменяется величина коэффициента амортизации p_a . Кроме того, при уменьшении $T_{уст}$, а значит, и количества отпущенной от ТЭС за год энергии увеличивается капитальная составляющая удельных приведенных затрат.

В случае работы блоков при частичных нагрузках увеличиваются также удельный расход топлива и, как следствие, топливная составляющая удельных приведенных затрат. При частичных нагрузках в наибольшей степени снижается КПД турбоустановки η_3 и менее значительно КПД котельного агрегата $\eta_{ка}$ и транспорта тепла $\eta_{тр}$.

Снижение η_3 объясняется увеличением потерь на дросселирование пара в клапанах парораспределения, уменьшением внутреннего относительного КПД регулирующей и последней ступеней турбины, а также снижением эффективности регенерации в связи с уменьшением температуры нагрева питательной воды.

Зная зависимости η_3 , $\eta_{ка}$, $\eta_{тр}$ от нагрузки легко определить удельный расход топлива при заданной нагрузке блока:

$$b_{\text{год}} = \frac{3600}{29330\eta_{\text{э}}\eta_{\text{ка}}\eta_{\text{тр}}}, [\text{кгту.т.}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})].$$

Годовые издержки на топливо с учётом режима работы блока определяются по уравнению:

$$I_T = C_{\text{ту}} \left(\sum_{i=1}^n \frac{N_i \cdot 3,6\tau_i}{29330\eta_{\text{э}}\eta_{\text{ко}}\eta_{\text{мп}}} + \sum_{j=1}^m G_{\text{н}j} \right), [\text{кгту.т.}/(\text{кВт} \cdot \text{ч})]$$

где $C_{\text{ту}}$ - стоимость топлива, руб/т у. т.;

τ - продолжительность работы в году блока с нагрузкой N_i ;

m - число пусков блока в году;

n - число характерных (по нагрузке) режимов работы блока;

$G_{\text{н}j}$ - расход топлива на пуск блока после заданной длительности простоя его в резерве.

Чем большее число характерных режимов выделяется в году, тем более детальный учёт режимных факторов обеспечивается при расчёте I_T . При этом, однако, для достижения удовлетворительной для практических целей точности достаточно иметь $n=3-4$.

5. Сравнимые варианты должны приводиться к одинаковым условиям по надёжности. При этом в состав приведенных затрат должны вводиться затраты на дополнительные мероприятия, с помощью которых данный вариант по уровню надёжности уравнивается с базовым.

Если надёжность сравниваемых вариантов не удаётся уравнивать, то необходимо учесть ущерб, который может иметь место в случае осуществления варианта с меньшим уровнем надёжности.

При проектировании ТЭС учёт фактора надёжности заключается прежде всего в правильном выборе величины аварийного резерва мощности $N_{\text{ав}}$. Значение $N_{\text{ав}}$ должно выбираться с учётом аварийности блоков, их относительной мощности и др.

6. При сравнении вариантов должны обеспечиваться единство методов расчёта, одинаковый уровень достоверности исходной информации, единый уровень цен.

Оптимальным является вариант, обеспечивающий минимальную величину приведенных затрат. При разнице приведенных затрат в 2 - 3% варианты с учётом погрешности исходной информации и самих расчётов могут считаться равноэкономичными. В этом случае окончательный выбор варианта следует производить с учётом дополнительных факторов (степень освоения оборудования, перспективность данного варианта и т.д.)

3.3. Замыкающие затраты на топливо и энергию.

При выполнении любых технико-экономических расчетов необходимо правильно оценивать эффект от получаемой экономии электроэнергии, тепла, топлива.

В энергетическом балансе регионов и страны в целом используются как экономичные виды топлива, так и неэкономичные. Ограниченная возможность использования (из-за ограниченности размеров добычи, ограничений по транс-

порту и т.д.) наиболее экономичных видов топлива, приводит к тому, что изменение расхода топлива на одном из энергопредприятий сказывается на масштабах добычи топлива тех месторождений, которые "замыкают" топливно-энергетический баланс, т.е. включаются в него в последнюю очередь, так как их использование наименее целесообразно. Необходимый дополнительный расход топлива в системе обеспечивается сравнительно дорогими видами топлива - "замыкающими", т.е. используемыми в последнюю очередь. Затраты на добычу и транспорт этих топлив является основой для формирования замыкающих затрат на топливо.

Замыкающие затраты для различных видов топлива и для различных регионов приводятся в справочных таблицах.

Для каждого вида топлива имеется определённый "замыкающий" потребитель, у которого в данной ситуации эффективность использования этого топлива минимальна относительно других видов потребителей.

Как правило, замыкающий потребитель получает данный вид топлив в последнюю очередь и в ограниченных количествах. Замыкающие затраты для замыкающего топлива находятся как сумма приведенных затрат на его добычу (Z_d) и транспорт ($Z_{тр}$). Для других видов топлива замыкающие затраты складываются из затрат на добычу, транспорт и дифференциальной ренты, зависящей от условий добычи, качества топлива и т.д.

$$Z_t = Z_d + Z_{тр} + P_{зп},$$

где $P_{зп}$ - экономический эффект при использовании данного вида топлива у замыкающих потребителей.

Обычно в технико-экономических расчётах сравниваются варианты отличающиеся не только топливом, но и полезно отпускаемой энергией. В этом случае они уравниваются замыкающими затратами на электрическую и тепловую энергию. Замыкающие затраты на электроэнергию представляют удельные приведенные затраты на 1 кВт/час электроэнергии, получаемой потребителем при условии, что электроэнергия вырабатывается на лучших ТЭС и оценка затрат на топливо ведётся по замыкающим затратам на данный вид топлива в рассматриваемом регионе. Замыкающие затраты на электроэнергию существенно зависят от числа часов использования установленной мощности ($T_{уст}$) оптимизируемой электростанции, так как для каждой из зон суточного графика нагрузки (базовый, полупиковой, пиковой) они формируются на основе различных замыкающих электростанций и различных видов замыкающего топлива.

Если электростанция спроектирована на работу при минимальном числе часов использования установленной мощности, то эксплуатация её происходит только в периоды пиковой нагрузки, и следовательно, замыкающие затраты на электроэнергию для неё максимальны. Позонная (в рамках суточного графика нагрузки) дифференциация замыкающих затрат на электроэнергию может отличаться в 3 и более раз. В справочных таблицах приводятся замыкающие затраты на электроэнергию в зависимости от $T_{уст}$ и региона (энергосистемы). Как правило, даются интервалы значений по замыкающим затратам, так как это связано с частичной неопределённостью и погрешностью исходной информации и математических моделей.

Замыкающие затраты являются системным показателем, отражающим в денежном выражении основные экономические связи топливно-энергетического комплекса.

Замыкающие затраты на тепловую энергию формируются аналогично, однако носят локальный характер, вследствие меньших масштабов связей тепловых сетей и определяются на основе конкретных условий для теплогенерирующих установок.

Не следует применять замыкающие затраты для расчётов себестоимости энергии на конкретной электростанции, а также в тех случаях когда принимаемые на их основе решения изменяют те пропорции развития топливно-энергетического комплекса, для которых были получены значения данных замыкающих затрат.

3.4. Особенности оптимизации характеристик оборудования электростанций

В методическом плане оптимизация любого параметра энергоустановки распадается на 3 этапа:

- определение всех воздействий на установку (или систему) связанных с изменением данного параметра;
- корректный учёт степени этих воздействий и определение их денежного эквивалента входящего в годовые издержки или капиталовложения;
- определение непосредственно оптимума исследуемого параметра.

В общем случае, оптимальное значение параметра ($X_{\text{опт}}$) - это такое значение переменной, которое обеспечивает минимум расчётных затрат (или максимум экономического эффекта) по энергоустановке (энергосистеме).

На рис.3.1 приведены качественные зависимости годовых затрат при оптимизации скорости теплоносителя в трубах.

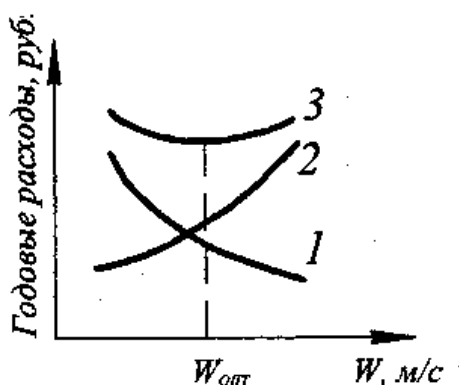


Рис. 3.1 Технико-экономический выбор оптимальной скорости теплоносителя

- 1- приведенные капитальные затраты; 2- эксплуатационные расходы;
3 - суммарные годовые расходы.

С увеличением скорости прокачки увеличивается гидравлическое сопротивление тракта, возрастает мощность насоса, а следовательно, растут экс-

платационные расходы (кривая 2). Одновременно с увеличением скорости при постоянном расходе теплоносителя, появляется возможность уменьшить диаметры трубопроводов, а следовательно, и массу металла, что приводит к снижению приведенных капитальных затрат (кривая I).

Рассчитывая эти зависимости для различных скоростей теплоносителя и суммируя их получают суммарные годовые приведенные затраты (кривая 3), по минимуму которой определяют оптимальное значение скорости $W_{\text{опт}}$.

Вид зависимостей приведенных на рис. 3.1. является достаточно общим при учёте и оценке затрат, связанных с изменением многих параметров энергоустановок в зоне нахождения их оптимума. Зависимости эксплуатационных издержек и капитальных затрат действуют во взаимно противоположных направлениях при изменении целого ряда термодинамических и конструктивных параметров энергоустановок. Например, аналогичный вид имеют зависимости затрат при оптимизации температуры питательной воды, температуры промежуточного перегрева пара, разделительного давления промперегрева, диаметра труб парогенератора, температурных напоров в теплообменниках, давления перегрева пара, числа регенеративных подогревателей и т.д.

При оптимизации указанных параметров часть эксплуатационных издержек имеющих постоянную величину (не зависящую от исследуемого параметра, например, $I_{\text{зп}}$; $I_{\text{ам}}$; $I_{\text{экс}}$) может не учитываться, и для упрощения расчётов учитывается только переменная часть издержек и дополнительных капиталовложений. Тогда выражение для переменной части приведенных затрат с учётом единовременных капитальных вложений имеет вид:

$$\Delta Z = \Delta C_T + \sum_{i=1}^m (E + P_{\text{ами}}) \Delta K_i + \Delta Z_c$$

где ΔC_T - изменение затрат на топливо в системе;

ΔK_i - капиталовложения в i -ый элемент энергоустановки (системы);

$P_{\text{ами}}$ - доля отчислений на амортизацию и ремонт для i -го элемента энергоустановки;

m - число элементов, капитальные вложения в которые меняются при изменении исследуемого параметра;

E - коэффициент эффективности капиталовложений;

ΔZ_c - дополнительные затраты в системе, связанные с изменением надёжности установки при оптимизации параметра (учёт изменения аварийности).

При этом оптимальная величина исследуемого параметра X находится из условия

$$\frac{\partial \Delta Z}{\partial X} = 0, \text{ при } \frac{\partial^2 \Delta Z}{\partial X^2} = 0.$$

Если учесть, что переменная часть затрат на топливо

$\Delta C_T = \Delta B_{\text{год}} \cdot C_{\text{тз}}$, где $C_{\text{тз}}$ - стоимость замыкающего топлива; $\Delta B_{\text{год}}$ - го-

довое изменение расхода топлива, зависящее от параметра X , то условие оптимума, например, при оптимизации начальной температуры t_0 при заданном начальном давлении P_0 запишется

$$\left(\frac{\partial \Delta Z_c}{\partial t_0} \right)_{P_0} + C_{T3} \left(\frac{\partial \Delta B_{ГОД}}{\partial t_0} \right)_{P_0} + \left(\frac{\partial \sum_{i=1}^m K_i (E + P_{ami})}{\partial t_0} \right)_{P_0} = 0$$

Такое же выражение может быть записано для оптимизации P_0 и ряда других параметров.

Аналитическое решение уравнения затруднительно, вследствие сложной зависимости экономических (стоимостных) характеристик оборудования и показателей надёжности от оптимизируемых параметров.

Возможны скачкообразные изменения стоимостей (разрыв функции) тогда аналитическое решение невозможно. Обычно решение производится методом вариантных расчётов на ЭВМ. При этом могут использоваться классические математические методы поиска экстремума функции многих переменных, а также методы слепого и направленного поиска оптимального варианта (градиентные методы).

Упрощению расчётных зависимостей, уменьшению объёма вычислений и повышению точности расчётов способствует проведение оптимизации по базовому варианту. В этом случае находится относительное изменение приведенных затрат в рассматриваемых вариантах по отношению к какому-то исходному (базовому) варианту. В качестве базового можно принять любой технически допустимый и оправданный вариант, для которого известны технические характеристики и параметры, зависящие от величин оптимизируемого параметра. При оптимизации параметров, характеристик и режимов работы оборудования следует принять возможные технические ограничения. Такие ограничения необходимы при выборе числа ступеней подогрева питательной и сетевой воды, промежуточного перегрева, числа выхлопов турбин, числа типоразмеров унифицированного оборудования (подогреватели, ЦНД турбин и др.). Характеристики этих объектов изменяются дискретно от одного целого числа к другому.

Во всех случаях в качестве критерия оптимальности используется минимум приведенных затрат или их переменной части ΔZ .

Очень часты случаи, когда оптимизацию параметров, а следовательно, и определение минимума расчётных затрат для оптимального значения невозможно проводить варьируя только один искомый параметр. Это справедливо для случаев, когда расчётные затраты являются функцией двух и более переменных. Например, при повышении температуры питательной воды ($t_{пв}$) и снижении расчётных затрат на турбоустановке, одновременно повышается температура уходящих газов котла (ϑ_{yx}) и растут расчётные затраты по котлоагрегату.

Таким образом, расчётные затраты на установку в целом являются функцией $t_{пв}$ и ϑ_{yx} .

Недопустимость, в общем случае, отдельного определения оптимальных значений $t_{пв}$ и ϑ_{yx} иллюстрирует геометрическая интерпретация уравнения $Z = f(t_{пв}; \vartheta_{yx})$.

Как известно, функцию двух переменных можно представить в виде поверхности P в трёхмерном пространстве (рис. 3.2).

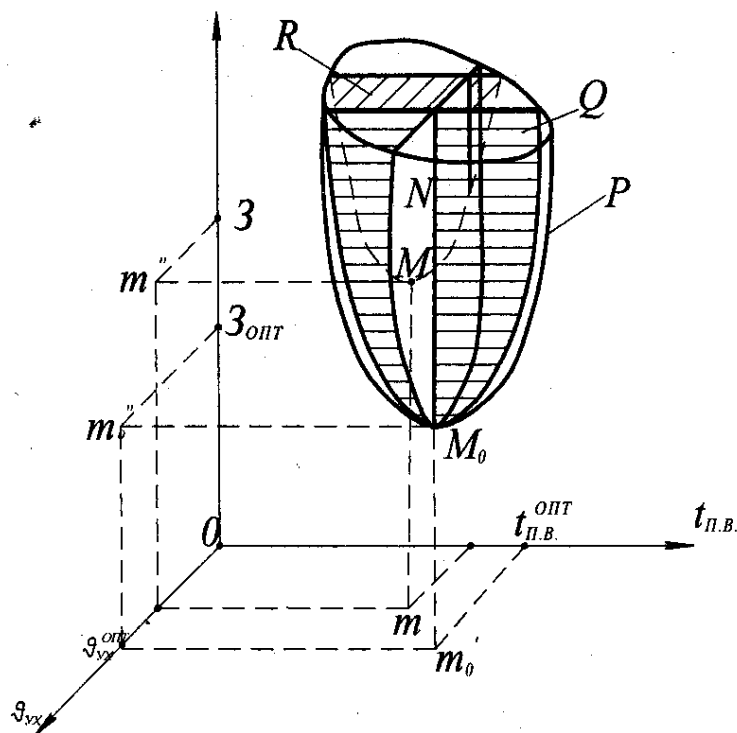


Рис. 3.2 Геометрическая интерпретация раздельного и совместного определения оптимальных значений $t_{п.в.}$ и g_{yx} ..

Пусть минимальному значению функции z отвечает точка M_0 на поверхности P , тогда точки пересечения плоскостей Q и N , проходящие через точку M_0 и параллельных плоскостям координат, с осями координат $t_{п.в.}$ и g_{yx} будут соответствовать оптимальным значениям $t_{п.в.}$ и g_{yx} . Раздельное определение оптимумов, например, выбор $t_{п.в.}$ при $g_{yx} \neq g_{yx}^{opt} = const$, равносильно нахождению оптимума в плоскости R , параллельной плоскости $z=0-t_{п.в.}$. Очевидно, что $z > z_{opt}$.

Следовательно, практически всегда значение расчётных затрат, соответствующее оптимальной температуре питательной воды при $g_{yx} = const$, не является минимальным. Путём изменения температуры уходящих газов в этом случае можно добиться уменьшения расчётных затрат. Полученная при этом оптимальная температура уходящих газов также не соответствует минимуму расчётных затрат, так как, изменяя $t_{п.в.}$, можно получить дополнительно некоторое снижение расчётных затрат и т.д. Таким образом, действительно оптимальные значения $t_{п.в.}$ и g_{yx} можно найти лишь при совместном их определении.

3.5. Учёт вопросов унификации при технико-экономическом обосновании характеристик оборудования

Любой оптимизируемый параметр зависит от большого числа факторов, таких, как климатические условия, стоимость и вид топлива, режим работы

оборудования и др. Поскольку разные ТЭС работают при различных условиях, то оптимальная величина параметров и характеристик оборудования для различных ТЭС будет различной. Однако индивидуальное производство оборудования ТЭС на энергомашиностроительных заводах затруднительно и нецелесообразно вследствие неоправданно больших затрат в сфере производства.

Поэтому при выборе оптимальных решений необходимо учитывать требования унификации, т.е. зависимость стоимости производства оборудования на заводах от его серийности. Чем выше серийность производства оборудования, тем дешевле производство. Поэтому с учётом эффекта от унификации в ряде случаев оправданно некоторое отступление от оптимальной величины оптимизируемого параметра для условий конкретной ТЭС. В этом случае, критерием оптимума является минимум приведенных затрат не для отдельных ТЭС в условиях определенного района, а для группы станций, работающих в различных районах страны. При этом выбор среднего значения оптимизируемого параметра даже с учётом относительного масштаба ввода данного оборудования не обеспечивает оптимальной величины унифицированного параметра, так как не отвечает указанному выше критерию оптимальности.

Оптимальное унифицированное значение искомого параметра должно находиться из условия равенства нулю суммы произведений относительного ввода оборудования блоков в каждом районе страны на величину частной производной по оптимизируемому параметру X_i от расчётных затрат на один блок в этом же районе:

$$\sum_{i=1}^j \overline{n_j} \cdot \frac{\partial Z}{\partial X_i} = 0,$$

где j - количество районов ввода блоков;

$\overline{n_j}$ - относительное количество вводимых блоков в j - м районе.

На ТЭС с учётом требований унификации должны выбираться характеристики регенеративных подогревателей блоков, конденсаторов, ЦНД турбин, турбинных приводов питательных насосов и др.

Зачастую условия заводского изготовления "естественным" путём диктуют требования по унификации и вводят ограничения на возможные оптимальные решения. Например, существует отработанный ряд лопаток последних ступеней турбин определяющий дискретность площадей выхлопа ЦНД, типоразмерный ряд теплообменников с фиксированными площадями нагрева, ограничение по числу регенеративных отборов из турбины и т.д.

Контрольные вопросы

1. Какие показатели используются как критерии технико-экономической оптимизации ?
2. При каких условиях могут быть оправданы дополнительные капиталовложения в электростанцию ?
3. Какие показатели или зависимости могут быть использованы для определения капитальных вложений в энергооборудование ?

4. Перечислите составляющие годовых издержек производства на электростанции.
5. Дайте определение понятию "срок окупаемости" капиталовложений.
6. Расскажите о способе приведения разновременных затрат и влиянии нормы дисконта на сопоставление вариантов.
7. Назовите условия технико-экономической сопоставимости сравниваемых вариантов.
8. Как режимные факторы влияют на технико-экономические показатели работы электростанции ?
9. Сформулируйте понятия замыкающих затрат на топливо и электроэнергию .
10. Расскажите об особенностях решения оптимизационных задач при выборе термодинамических и конструктивных параметров энергоустановки.
11. Как может быть учтено требование унификации оборудования в оптимизационных задачах ?

4. Выбор основного оборудования ТЭС и АЭС Влияние энергетической эффективности теплофикации на состав оборудования ТЭЦ

4.1. Выбор единичной мощности и резерва мощности

Выбор оборудования является важнейшим этапом в проектировании электростанции, способствующим надежному и экономичному энергоснабжению.

Выбор мощности электростанции зависит от совокупности внутренних и внешних факторов. К внутренним относятся параметры ТЭС, ее надежность и экономичность. Внешние факторы характеризуют дефицит мощности в энергосистеме, условия водо- и топливоснабжения, режим использования электростанции и ее влияние на окружающую среду. При укрупнении блоков КЭС и увеличении их единичной мощности снижаются удельные капиталовложения в электростанции.

Ориентировочная зависимость удельных капиталовложений в КЭС одинаковой мощности от единичной мощности блоков представлена на рис. 4.1.

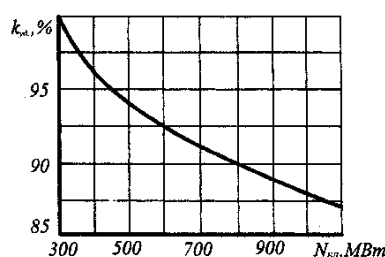


Рис. 4.1. Зависимость удельных капиталовложений в КЭС одинаковой мощности от единичной мощности блоков.

Приведенная зависимость обусловлена рядом причин: с укрупнением агрегата его размеры и стоимость увеличиваются в меньшей степени, чем рабо-

чий объем и мощность; стоимость контрольно-измерительных приборов, автоматических и регулирующих устройств, а также стоимость зданий тоже изменяются медленнее, чем мощность агрегатов; снижается трудоемкость изготовления меньшего числа более крупных агрегатов; упрощается проектирование и монтаж меньшего числа более мощных энергоблоков.

Укрупнение агрегатов способствует также снижению затрат на заработную плату, и в ряде случаев упрощению эксплуатации меньшего числа агрегатов. Ранее рост единичной мощности энергоблоков сопровождался повышением их начальных параметров, а следовательно и КПД. В настоящее время практически все энергоблоки на органическом топливе мощностью 300 МВт и выше имеют начальные параметры пара 23,5 МПа и 540/540 °С. Удельные расходы топлива для таких энергоблоков на 1 отпущенный кВт час электроэнергии составляют $0,315 \div 0,335$ кг у.т./кВт-час.

Укрупнение агрегатов требует повышения резерва в энергосистеме. В ряде случаев принимается, что суммарная мощность резервных агрегатов должна быть не менее мощности самого крупного рабочего агрегата системы. Обычно резервное оборудование рассредоточено на разных электростанциях, т.к. в резерв выводят прежде всего старое и менее экономичное оборудование.

Резерв мощности подразделяется на ремонтный и аварийный.

Ремонтный резерв служит для обеспечения возможности проведения плановых, текущих и капитальных ремонтов. Ремонтный резерв зависит от числа и мощности агрегатов выводимых ежегодно в плановый ремонт, от его продолжительности и от вида годового графика максимальных нагрузок. В таблице 4.1., 4.2. приведены ориентировочные величины резерва для текущих ремонтов в % от располагаемой мощности оборудования, и продолжительность простоя оборудования в ремонте.

Величина резерва для текущих ремонтов $N_{р.т.р.}$

Таблица 4.1.

Тип ТЭС	$N_{р.т.р.}, \%$
ТЭС с поперечными связями (без резервных котлов)	3,0
ТЭЦ с турбинами Т-250-240	5,5
КЭС с блоками 100-300 МВт	5,0 – 5,5
КЭС с блоками 500-1200 МВт	6,0 – 7,0
АЭС	6,5

Продолжительность простоя оборудования в ремонте

Таблица 4.2.

Оборудование	Среднегодовой простой в капитальном ремонте, сут.
Агрегаты ТЭС с поперечными связями	15
Энергоблоки мощностью, МВт:	
50 – 200	18
300	24
500 – 800	30
1200	36
АЭС	45

Величина необходимого резерва мощности для проведения капитального ремонта определяется по выражению

$$N_{p.k.p.} = \frac{\sum_{i=1}^n N_i t_{k.p.i} - F_{np} k_{np}}{365}$$

где N_i – мощность i -го агрегата, МВт; $t_{k.p.i}$ – длительность простоя этого агрегата в ремонте, сут; F_{np} – площадь провала годового графика месячных максимумов нагрузки энергосистемы, МВт-сут; k_{np} – коэффициент использования площади провала, равный 0,85-0,90.

Величина F_{np} определяется по формуле

$$F_{np} = (0,1 - 0,2) \frac{N_I + N_{XII}}{2} \cdot 365,$$

где N_I , N_{XII} – максимумы нагрузки I и XII месяцев данного года.

Обеспечение заданной степени надежности энергоснабжения достигается наличием аварийного резерва. Оптимальная степень надежности определяется из сопоставления затрат на ввод и эксплуатацию резерва мощности и достигаемого при этом уменьшении ущерба от перебоев в энергоснабжении.

Уровень надежности принято определять равным 0,999, что условно характеризуется однократным аварийным перерывом в энергоснабжении длительностью в одни сутки за 2,74 года.

Величина требуемого аварийного резерва при заданной степени надежности энергоснабжения зависит от состава генерирующего оборудования энергосистемы, средней аварийности агрегатов и режимов энергопотребления. Определение её в реальных энергосистемах является сложной технико-экономической задачей решаемой с помощью специальных математических моделей.

Рассмотрим основные принципы упрощенной методики применимой к случаю, если система состоит из агрегатов существенно не отличающихся по мощности. Для системы мощностью $N_{сист}$ определяется удельная величина единичной мощности агрегатов различных типов проектируемой электростанции.

$$\overline{N}_{y\partial.i} = \frac{N_i}{N_{сист}} \cdot 100\%,$$

где N_i – номинальная мощность агрегата данного типа.

Для дальнейшего расчета используются номограммы взаимосвязывающие удельные величины единичной мощности ($\overline{N}_{y\partial}$), удельные резервы мощности (r) и среднюю аварийность оборудования (q).

Такие номограммы рассчитываются в виде универсальных характеристик применительно к агрегатам различной единичной мощности и различной аварийности.

Аварии принято считать случайным событием, причиной которого может быть несоответствие материала предъявляемым требованиям; дефекты конструкции и монтажа оборудования, режимы эксплуатации, ошибки персонала и др.

Оценку и прогноз надежности (аварийности) оборудования основывают на статистических данных эксплуатации данного или аналогичного оборудования и математической теории вероятности. Ориентировочные значения коэффициентов аварийности (q) получены на основе обработки статистики и приведены в % в табл 4.3.

Средние значения коэффициента аварийности агрегатов

Таблица 4.3.

Тип станции и блоков	Коэффициент аварийности
ТЭС с поперечными связями	2
КЭС с блоками 150-200 МВт	4-5
КЭС и ТЭЦ с блоками 250-300 МВт	5-8
КЭС с блоками 500-800 МВт	6-10
АЭС	6-9

Экономическая величина удельного резерва (r) представленная в номограмме в % (рис. 4.2) в общем случае зависит от числа агрегатов в системе, их мощности, аварийности, графика и максимума нагрузки, годовых затрат на резерв мощности, удельного ущерба от недоотпуска электроэнергии.

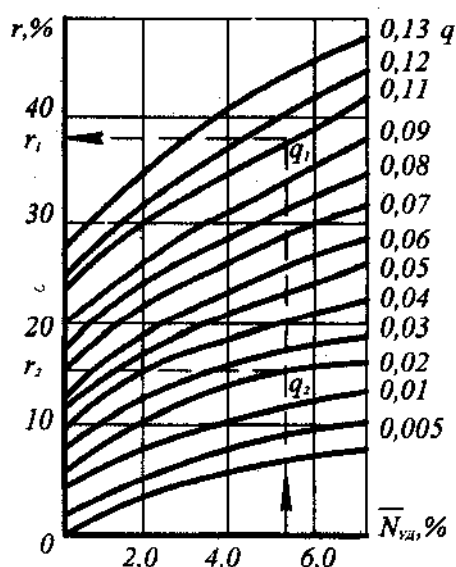


Рис. 4.2 Экономическая величина удельного резерва мощности в энергосистемах

Определив по номограмме величину удельного резерва мощности в зависимости от найденных значений $\bar{N}_{уд}$ и средней аварийности оборудования q , находится необходимый аварийный резерв для каждого вида оборудования:

$$N_{авi} = N_i r_i n_i,$$

где n_i , N_i - число и номинальная мощность агрегатов I-го вида.

Общий аварийный резерв определяется как сумма резервов отдельных видов оборудования:

$$N_{ав} = \sum_{i=1}^m N_{авi},$$

где m - число разновидностей генерирующего оборудования проектируемой ТЭС

Суммарная величина необходимого резерва:

$$N_p = N_{pp} + N_{ав}$$

где N_{pp} - общая мощность ремонтного резерва.

В понятие общего аварийного резерва принято включать, так называемый, скрытый или вращающийся резерв, определяемый тем, что энергоблоки работают не с полной своей мощностью. Это наиболее удобный в оперативном отношении «мобильный» резерв, позволяющий без задержки покрыть непредвиденный дефицит электрической нагрузки. Однако скрытого резерва большей частью недостаточно для компенсации мощности выходящей из работы из-за аварии.

4.2. Основное оборудование электростанций

Основным оборудованием ТЭС и АЭС являются паровые котлы, парогенераторы (ПГ), реакторы, турбины, генераторы. Серийно выпускаемые агрегаты стандартизированы по соответствующим показателям: мощности, параметрам пара, производительности, напряжению и силе тока и т.д.

На выбор агрегатов существенное влияние оказывает тепловая схема электростанции.

Серийные блоки ТЭС, эксплуатируемые в нашей стране мощностью 150, 200, 300, 500, 800, и 1200 МВт выполнены с одним промежуточным перегревом пара. На блоках мощностью 150 и 200 МВт давление пара перед турбиной принято равным 12,5 МПа, на более мощных блоках – 23,5 МПа. Температура первичного и вторичного пара на всех блоках равна 540 °С.

Серийными блоками АЭС являются двухконтурные блоки с реактором типа ВВЭР мощностью 440 и 1000 МВт и одноконтурные с уран-графитовым реактором мощностью 1000 МВт.

Тип и количество основного оборудования должны соответствовать заданной мощности электростанции и предусмотренному режиму её работы. Возможные варианты по значениям мощности блоков, параметрам пара, сопоставляются по технико-экономическим показателям, таким как удельные капитальные затраты, себестоимость энергии, штатный коэффициент, удельный расход условного топлива. Предпочтение отдается варианту имеющему лучшие показатели.

Ограничения по мощности выбираемых блоков накладываются мощностью энергосистемы. Для того, чтобы система была устойчива при аварийном отключении самого крупного блока, мощность вновь сооружаемого блока не должна превышать аварийного резерва мощности энергосистемы.

К блокам, предназначенным для регулирования нагрузки системы, предъявляются дополнительные ограничения по мощности и параметрам пара. По условиям работы эти блоки должны иметь небольшое время пуска и быстро

набирать нагрузку в часы наступления максимума. Это, в свою очередь, вызывает быстрые изменения температуры в стенках элементов водопарового тракта. Для предотвращения больших температурных напряжений стенки не должны быть слишком толстыми, а параметры пара слишком высокими.

Паровые котлы. Основными характеристиками по которым выбираются паровые котлы, являются вид топлива, параметры пара, производительность, компоновочная и технологическая схема, способ удаления шлака, габаритные размеры.

Тип котла должен соответствовать виду топлива, выделенному для проектируемой электростанции. Для топлив с легкоплавкой золой ($T_z \leq 1250^\circ\text{C}$) целесообразно выбирать котлы с жидким шлакоудалением. При этом достигается высокое (до 90%) улавливание золы в топке и снижается абразивный износ поверхностей нагрева.

Параметры пара на выходе из котла должны быть больше, чем перед турбиной, на потери в паропроводе: по давлению на 4-9%, а по температуре на 1-2%. Меньшие значения потерь принимаются для блочных систем.

На ТЭС устанавливаются барабанные или прямоточные котлы. Если давление пара проектируемой ТЭС приняло не выше 17 МПа, то устанавливаются барабанные котлы с естественной циркуляцией, при более высоком давлении устанавливаются прямоточные котлы. Барабанные котлы менее требовательны к качеству питательной воды, чем прямоточные. Поэтому их целесообразно устанавливать при морском водоснабжении и на ТЭЦ с большими потерями конденсата.

Производительность парового котла блока ТЭС выбирается такой, чтобы обеспечивался номинальный расход пара на турбину вместе с расходом на собственные нужды и запасом, равным 3%.

$$D_k = (D_T + D_{\text{сн}}) \cdot 1,03.$$

Расход пара на собственные нужды (уплотнение турбин, пусковые эжекторы и др.) составляет около 2,5% расхода пара на турбину. Резервные котлы на блочных ТЭС не устанавливаются.

Реакторы АЭС. В мире накоплен опыт строительства и эксплуатации различных типов реакторов, позволивший из всего многообразия выбрать наиболее перспективные конструкции. В России и странах бывшего СССР применяются в основном реакторы двух типов: водо-водяные (с водой под давлением) и уран-графитовые- кипящие.

Водо-водяные энергетические реакторы (ВВЭР) отличаются компактностью и простотой конструкции активной зоны. В качестве теплоносителя используется вода. Реакторы этого типа - корпусные.

Высокие требования к надежности корпуса обеспечиваются только при условии заводского изготовления с последующей доставкой его к месту установки. Допустимый габарит железнодорожных перевозок накладывает ограничения по размерам корпусов, а следовательно и на мощность реакторов. В России предельная тепловая мощность ВВЭР составляет 3000 МВт (~1000 МВт эл).

Уран-графитовые реакторы могут быть созданы практически на любую мощность. Теплоносителем является вода, замедлителем –графит. Прочный и дорогостоящий корпус на требуется, поскольку давление теплоносителя воспринимается технологическими каналами, высокая прочность которых позволяет повышать параметры теплоносителя до режима кипения и перегрева пара. Конструкция каналов допускает их отключение и замену без останова реактора. В эксплуатации находятся уран-графитовые реакторы типа РБМК-1000 и РБМК-1500.

Характеристики российских серийных реакторов и энергетических блоков АЭС приведены в табл 4.4.

Тепловая схема блока АЭС обуславливается типом выбранного реактора. Для реактора типа РБМК применяется одноконтурная схема, для ВВЭР применяется двухконтурная схема, для реакторов на быстрых нейтронах - трехконтурная.

Характеристики серийных блоков АЭС с реакторами разных типов

Таблица 4.4.

Характеристика, размерность	Реактор		
	ВВЭР-440	ВВЭР-1000	РБМК-1000
Мощность блока, МВт	440	1000	1000
Давление в первом контуре, МПа	12,5	16,0	7
Температура пара перед турбиной, °С	255	274	284
Давление пара перед турбиной, МПа	4,4	6,0	6,4
Тепловая схема блока	Двухконтурная		Одноконтурная
Число циркуляционных петель, шт.	6	4	4
Расход воды через реактор, м ³ /ч	39000	76000	37500
Температура воды в первом контуре (вход/выход) °С	269/300	289/324	270/285
Число турбин в блоке, шт.	2	1	2
Расход энергии на собственные нужды, %	6,48	4,7	~6,5
КПД (брутто), %	32	33	31,3
Кампания реактора, ч	7000	7000	-
Глубина выгорания, МВт·сут/т	28600	35000	18500
Делящийся материал	Двуокись урана		
Размеры корпуса реактора (диаметр/высота), м	3,5/12	4,3/10,8	12/7*
Масса корпуса реактора, т	200	270	-
Удельный объем главного здания блока, м ³ /кВт	0,88	0,56	-

* Размер активной зоны.

Парогенераторы – Устанавливаются на двух и трехконтурных АЭС. Выполняются в виде трубчатых теплообменников горизонтального или вертикального типа. Выбор конструкционного типа зависит от параметров вырабатываемого

мого пара и требований к его качеству. В горизонтальных ПГ наличие большого парового объема при малой удельной нагрузке зеркала испарения, позволяет обеспечить нормы качества пара простейшими сепарационными устройствами. Это особенно важно при низких параметрах пара и большом его объеме. На российских АЭС, работающих на насыщенном паре, применяются горизонтальные ПГ, несмотря на то, что для их установки требуется большая площадь, чем для вертикальных. Количество ПГ блока соответствует числу циркуляционных петель, а тепловая мощность и производительность по пару - тепловой мощности петли. Резервные ПГ не устанавливаются. ПГ серийных АЭС входят в комплект поставки блока. Для блоков с реакторами ВВЭР основные характеристики ПГ приведены в табл. 4.5.

Характеристики горизонтальных ПГ, выпускаемых для серийных блоков с ВВЭР

Таблица 4.5.

Характеристика, размерность	Реактор	
	ВВЭР-440	ВВЭР 1000
Паропроизводительность, т/ч	452	1469
Давление пара на выходе, МПа	4,63	6,3
Температура питательной воды, °С	226	220
Влажность пара на выходе, %	0,005	0,2
Число трубок, шт.	5540	15648
Диаметр и толщина стенок трубок, мм	16X1,4	12X1,2
Масса ПГ без воды, т	145	265

Турбины и газогенераторы. Номенклатура выпускаемых турбин и генераторов согласована по шкале мощности: для каждой турбины в каталогах на оборудование указывается тип соответствующего генератора. На блочных КЭС мощность турбин соответствует выбранной мощности блоков, на них устанавливаются конденсационные турбины мощностью 150, 200, 300, 500, 800 и 1200 МВт с промежуточным перегревом пара.

На АЭС тип турбины зависит от схемы блока. При одно и двухконтурных схемах с реакторами РБМК и ВВЭР применяются турбины насыщенного пара мощностью 220, 500, 750 и 1000 МВт.

На ТЭЦ устанавливаются конденсационные турбины с одним и двумя регулируемыми отборами и противодавленные турбины с регулируемым противодавлением с отбором и без отбора пара. Тип турбины выбирается с учетом значения и соотношения тепловых нагрузок. Так, для промышленно-отопительных ТЭЦ применяются конденсационные турбины типа ПТ с двумя регулируемыми отборами пара. Если преобладает отопительная нагрузка, то в дополнение к турбинам ПТ могут быть установлены турбины типа Т с теплофикационными отборами, а при преобладании промышленной нагрузки -

турбины типов ПР и Р с промышленным отбором и противодавлением. На первой очереди устанавливается, как правило, не менее двух турбин.

Резервные турбины на ТЭЦ не устанавливаются. Резервом промышленной тепловой нагрузки является возможность увеличения отборов сверх номинальных значений за счет снижения электрической мощности в пределах диаграммы режимов турбин. В качестве дополнительного резерва устанавливается редуционно-охладительная установка (РОУ), производительность которой должна быть не менее отбора одной турбины. Резервом отопительной нагрузки являются пиковые водогрейные котлы.

Для изолированных ТЭЦ выбор турбин также определяется тепловыми нагрузками потребителей. Однако количество турбин выбирается таким, чтобы при остановке одной, остальные обеспечивали требуемую электрическую нагрузку.

4.3. Влияние энергетической эффективности теплофикации на состав оборудования ТЭЦ

Сравним в общем случае эффективность раздельного и комбинированного способов производства электроэнергии и теплоты.

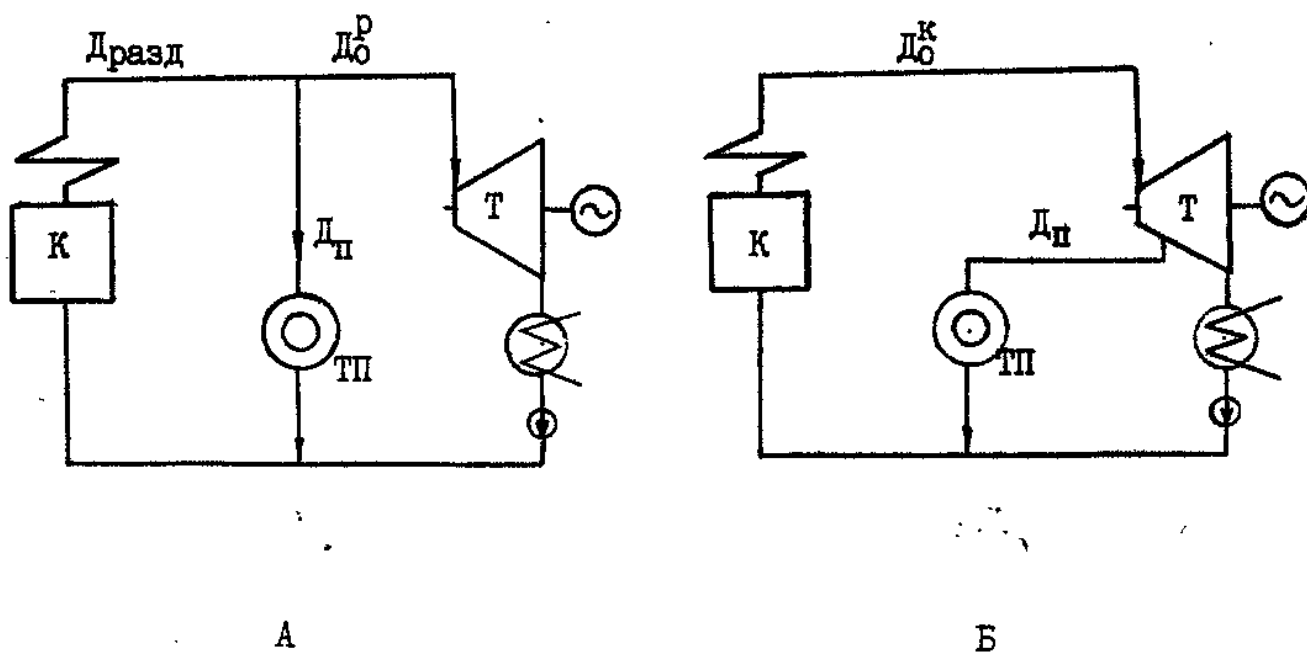


Рис. 4.3.

Условные схемы раздельного (А) и комбинированного (Б) производства тепло и электроэнергии

К- котел, Т- турбина , ТП- потребитель тепла.

Сопоставляя тепловые балансы установок без регенерации в условиях одинаковой выработки эл. энергии и одинакового отпуска пара потребителю (рис. 4.3) получим:

Для раздельной выработки электрическая мощность равна:

$$W_{\text{э}}^p = D_o^p (i_o - i_k) \eta_M \eta_G,$$

Где $(i_o - i_k)$ - теплопадение в турбине;

$\eta_M \eta_G$ - КПД механический и генератора

D_o^p - расход пара через турбину при раздельной выработке.

При этом общая выработка пара котлом равна

$$D_{\text{разд}} = D_o^p + D_n,$$

где D_n - пар отпускаемый потребителю.

Для комбинированной выработки расход пара на турбину определяется из расчета электрической мощности установки, определяемой суммированием мощности работающих потоков пара

$$W_{\text{э}}^k = W_k + W_n,$$

где мощность конденсационного потока пара равна

$$W_k = (i_o - i_k) D_k \eta_M \eta_G,$$

а мощность потока отборного пара

$$W_n = (i_o - i_n) D_n \eta_M \eta_G,$$

где i_n - теплосодержание отборного пара.

Учитывая, что при комбинированной выработке расход пара в турбину равен расходу вырабатываемому котлом и равен

$$D_o^k = D_k + D_n, \text{ а } W_{\text{э}}^p = W_{\text{э}}^k.$$

и считая процессы расширения пара в турбине идентичными для раздельной и комбинированной выработки эл. энергии получаем

$$D_o^p (i_o - i_k) \eta_M \eta_G = \eta_M \eta_G [D_k (i_o - i_k) + D_n (i_o - i_n)]$$

После преобразований

$$D_o^p = D_o^k - D_n y$$

где $y = \frac{i_n - i_k}{i_o - i_k}$ - коэффициент недовыработки энергии паром отборов

т.к. $D_o^k = D_o^p + D_n y$ и $D_{\text{разд}} = D_o^p + D_n$, то учитывая, что $1 > y > 0$, получаем $D_o^k < D_{\text{разд}}$, что обеспечивает экономию топлива при комбинированном производстве.

Расход пара в конденсатор при раздельной выработке D_o^p , а при комбинированной $D_o^k - D_n$, т.е. уменьшенный пропуск пара в конденсаторе при комбинированной выработке составляет:

$$\Delta D_k = D_o^p - (D_o^k - D_n) = D_o^p - (D_o^p + D_n y - D_n) = D_n (1 + y)$$

Соответственно снижается потеря тепла в конденсаторе и повышается тепловая экономичность теплофикационной установки с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии.

Энергетическая эффективность теплофикации зависит от величины коэффициента теплофикации $\alpha_{\text{тэц}}$, который характеризует соотношение тепловых и электрических мощностей ТЭЦ и находится по формуле

$$\alpha_{\text{ТЭЦ}} = \frac{Q_{\text{тур}}^{\text{расч}}}{Q_{\text{ТЭЦ}}^{\text{расч}}}$$

где $Q_{\text{тур}}^{\text{расч}}$ и $Q_{\text{ТЭЦ}}^{\text{расч}}$ – максимальная (расчетная) тепловая нагрузка отборов турбин и суммарная по ТЭЦ.

Из отборов турбины покрывается основная базовая часть тепловых нагрузок. Пиковая их часть покрывается через РОУ от энергетических котлов или от пиковых водогрейных и паровых котлов. При снижении коэффициента теплофикации уменьшается выработка электроэнергии на тепловом потреблении и возрастает удельный расход топлива на эту выработку. Однако, при этом снижается стоимость оборудования ТЭЦ (исключается установка резервных энергетических котлов, более дорогих чем водогрейные, снижается установленная мощность турбин и поверхность сетевых подогревателей). При этом возникает необходимость обеспечения заданной электрической нагрузки

Выбор оптимального значения $\alpha_{\text{ТЭЦ}}$ производится на основании технико-экономических расчетов по максимуму экономии затрат на ТЭЦ, которая определяется разностью между экономией затрат на топливо и перерасходом средств из-за более высоких капитальных затрат на ТЭЦ по сравнению с раздельным вариантом с учетом разной стоимости тепловых сетей.

Оптимальная величина $\alpha_{\text{тэц}}$ зависит от совершенства оборудования, вида и стоимости топлива, характера графика тепловой нагрузки и резерва электрической мощности в энергосистеме.

Оптимальное значение $\alpha_{\text{тэц}}$ находится в пределах 0,4 - 0,7. Чем дороже топливо, совершеннее теплофикационные турбины и больше удельная комбинированная выработка электроэнергии, тем выше оптимальное значение $\alpha_{\text{тэц}}$.

Практическое значение $\alpha_{\text{ТЭЦ}}^{\text{опт}}$ заключается в том, что позволяет установить оптимальную (в отношении наименьших приведенных затрат) тепловую мощность турбин на ТЭЦ.

Годовое число часов использования максимального отпуска тепла из отборов или противодавления турбин возрастает при уменьшении коэффициента теплофикации.

Зависимость коэффициента теплофикации, оптимальной продолжительности работы в году пиковых котлов $\tau_{\text{пк}}^{\text{опт}}$ и температуры наружного воздуха $t_{\text{нар}}^{\alpha}$, при которой производится включение пиковых водогрейных котлов, можно продемонстрировать графически (рис 4.4.).

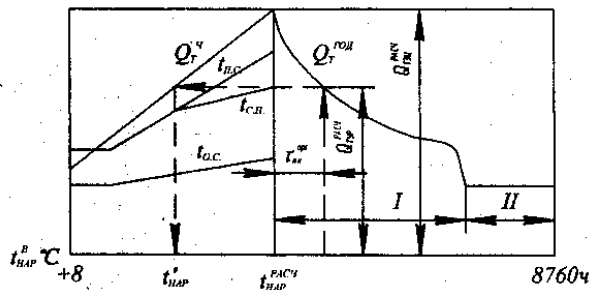


Рис. 4.4. Годовой график отпуса тепла по продолжительности:
1 – отопительный период; 2 – летний период

На рис. 4.4. в правом квадранте приведен годовой график отпуска тепла от ТЭЦ по продолжительности с учетом отопительного и летнего периода.

$\alpha_{\text{ТЭЦ}}^{\text{опт}}$ находится, как отношение обозначенных на графике расчетных величин отпуска тепла из отборов турбины $Q_{\text{тур}}^{\text{расч}}$ и от ТЭЦ – $Q_{\text{ТЭЦ}}^{\text{расч}}$. В левом квадранте дан часовой отпуск тепла Q_t^r в зависимости от температуры наружного воздуха $t_{\text{нар}}^B$ и приведен температурный график тепловой сети, где $t_{\text{пс}}$, $t_{\text{ос}}$ и $t_{\text{сп}}$ температура прямой, обратной сетевой воды и температура нагрева сетевой воды в сетевых подогревателях. При $Q_t^r = Q_{\text{тур}}^{\text{расч}}$ производится включение пиковых водогрейных котлов, что соответствует температуре наружного воздуха $t_{\text{нар}}^a$. Указанные значения определяют также оптимальную продолжительность работы в году пиковых котлов $\tau_{\text{пк}}^{\text{опт}}$. $t_{\text{нар}}^{\text{расч}}$ - соответствует минимальной (расчетной) температуре наружного воздуха в течение года.

4.4. Особенности выбора основного оборудования ТЭЦ

Профиль оборудования ТЭЦ зависит в первую очередь, от величины и структуры тепловых нагрузок, при этом учитывается ряд общих соображений:

1. В случае отопительной ТЭЦ целесообразно стремиться к блочной схеме.
2. Число агрегатов целесообразно сокращать до минимума за счет большей единичной мощности.
3. При значительной технологической нагрузке устанавливаются турбины типа Р для покрытия базовой части нагрузок.
4. Выбор турбин и котлов зависит от принятого коэффициента теплофикации, который определяет основные показатели ТЭЦ: общую электрическую мощность, годовое число часов использования теплофикационной мощности, число и типы пиковых котлов. Выбор основного оборудования ТЭЦ и оптимизация коэффициента теплофикации являются единой комплексной задачей.
5. Турбины изолированной ТЭЦ выбирают таким образом, чтобы в случае выхода из строя наиболее мощной из них было обеспечено покрытие электрических и тепловых нагрузок с учетом допускаемого потребителями регулирования.
6. На ТЭЦ, работающей в системе, электрический резерв, как правило, не предусматривается, т.к. его целесообразно иметь на конденсационных электростанциях, имеющих меньшую величину удельных капиталовложений, большую экономичность конденсационной выработки и лучшие условия водоснабжения.
7. При выходе из строя энергоблока ТЭЦ или котла при не блочной структуре остальные агрегаты вместе с пиковыми котлами должны обеспечить максимально длительный отпуск пара на производство и средний за наиболее холодный месяц отпуск тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение. При этом допускается снижение электрической мощности ТЭЦ на величину мощности наиболее крупного агрегата.

8. Целесообразной является установка на ТЭЦ однотипных котлов, что требует унификации теплофикационных турбин различных типов по расходу пара. В соответствии с этим принципом, например, теплофикационные турбины Р-100-130, ПТ-135/165-130/15, Т-175-130 рассчитаны на один расход свежего пара (~ 760 т/час) и komponуются с двумя котлоагрегатами производительностью по 420 т/час.

9. Оптимальная величина $\alpha_{\text{тэц}}$ и состав турбоагрегатов ТЭЦ могут изменяться в зависимости от принятого температурного графика тепловой сети, т.е. значения расчетных (при температуре наружного воздуха $t_{\text{нар}}^{\text{расч}}$) температур прямой и обратной сетевой воды. Переход к высокотемпературным графикам тепловой сети позволяет уменьшить расход сетевой воды и затраты в транзитные сети и транспорт теплоносителя. Однако одновременно снижается экономичность ТЭЦ вследствие увеличения требуемого давления в отборах турбин.

Для ТЭЦ на органическом топливе, как правило, задаются наиболее применяемым температурным графиком 150/70 °С.

Контрольные вопросы

1. Какие факторы влияют на выбор единичной мощности энергоблока и электростанции в целом?
2. Назовите виды резервной мощности и ориентировочные значения среднегодовых простоев в ремонте.
3. Расскажите об основных принципах выбора аварийного резерва в системе.
4. Назовите основные серийные модификации энергоблоков ТЭС и АЭС эксплуатируемых в РФ.
5. Охарактеризуйте основное оборудование энергоблоков АЭС используемое в РФ.
6. Какие особенности нужно учитывать при выборе основного оборудования для ТЭЦ?
7. Проведите сравнение эффективности отдельного и комбинированного способов производства электроэнергии и теплоты.
8. Что такое коэффициент теплофикации, каково его оптимальное значение?
9. Какие температурные графики сети применяются для ТЭЦ на органическом топливе?

5. Технико-экономическая оптимизация отдельных элементов тепловой схемы и особенности проектирования в новых экономических условиях

5.1. Выбор типа и характеристик привода питательных насосов

Питательные насосы наиболее мощные потребители собственных нужд ТЭС. Для блоков СКД мощность потребляемая питательными насосами может

доходить до 4% номинальной мощности. Важное значение приобретают выбор типа, характеристик и схем включения привода питательных насосов.

Основные типы привода:

I. Электропривод с постоянным числом оборотов.

На рис. 5.1. в общем виде показаны характеристики насоса и сети. Использование электропривода с постоянной скоростью вращения сопряжено со значительными потерями энергии при пониженных производительностях насоса. По мере снижения нагрузки блока сопротивление питательных трубопроводов и элементов котлоагрегата уменьшается, вследствие чего уменьшается и необходимый напор против соответствующей расчетной величины. Между тем фактический напор, развиваемый питательными насосами возрастает.

Это приводит к необходимости дросселирования значительного избыточного напора (особенно при пусковых режимах), что связано с потерями энергии и вызывает быстрый износ узла регулирования котлоагрегата. Для обеспечения надежного питания котлоагрегата при переменных нагрузках блока питательные насосы должны выбираться с некоторым запасом производительности котла. В свою очередь котлоагрегаты часто проектируются с некоторым запасом производительности относительно расчетного расхода пара на турбину. Таким образом, питательный насос даже в условиях номинальной нагрузки блока работает, как правило, со значительным запасом по нагрузке и следовательно, с большими потерями энергии на регулирование.

Эти недостатки электропривода с нерегулируемой скоростью вращения существенно усиливаются по мере повышения начальных параметров пара в связи с увеличением удельного расхода энергии на привод питательного насоса.

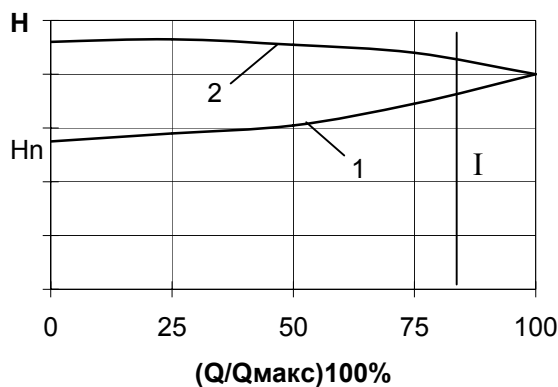


Рис. 5.1. Типовая характеристика $H - Q$ сети и питательного насоса.

1 – характеристика сети; 2 – характеристика насоса; H_n – постоянная составляющая сопротивления сети; I – нагрузка турбины 100%.

Вместе с тем максимальная мощность изготавливаемых электродвигателей не превышает 12000 кВт, что вызывает необходимость применения в блоке по крайней мере двух рабочих насосных агрегатов 50%-ной производительности. Преимуществами электрического привода насоса являются простота и высокая надежность в эксплуатации.

Эффективная мощность главной турбины требуемая для привода питательного электронасоса, в общем определяется следующим выражением:

$$N_{\text{ЭП}} = \frac{G_0 (P_{\text{н}} - P_{\text{вс}}) \cdot g}{\eta_{\text{н}} \eta_{\text{эд}} \eta_{\text{м}} \eta_{\text{г}} \eta_{\text{т}}}$$

где g – удельный объем воды в насосе,
 G_0 – весовая производительность насоса,
 $P_{\text{н}}, P_{\text{вс}}$ – давление нагнетания и всасывания,
 $\eta_{\text{н}}$ – к.п.д. насоса,
 $\eta_{\text{эд}}$ – к.п.д. электродвигателя,
 $\eta_{\text{м}}$ – к.п.д. мультипликатора,
 $\eta_{\text{г}}$ – к.п.д. генератора,
 $\eta_{\text{т}}$ – к.п.д. трансформатора.

2. Электропривод с регулируемым числом оборотов

В качестве электропривода питательного насоса с регулируемым числом оборотов на практике используется электродвигатель с гидромуфтой.

Применение гидромуфты между электродвигателем и насосом позволяет посредством изменения скольжения муфты изменять число оборотов насоса при постоянной скорости вращения электродвигателя.

Этот тип привода имеет следующие преимущества при сниженных нагрузках блока по сравнению с нерегулируемым электронасосом:

- по мере снижения нагрузки блока напор насоса снижается в соответствии с характеристикой сети (а не возрастает, как при $n_{\text{н}} = \text{const}$), исключаются потери связанные с дросселированием избыточного напора;
- при снижении производительности насоса в условиях переменной скорости вращения, КПД его падает менее резко, чем при $n_{\text{н}} = \text{const}$;
- уменьшается расчетный напор, на который рассчитывается трубная система ПВД.

Однако вариант электропривода с гидромуфтой имеет ряд недостатков:

- появляются дополнительные потери присущие гидромуфте (скольжение, механические потери), в формуле определения $N_{\text{ЭП}}$ добавляется $\eta_{\text{гм}}$,
- остаются трудности по созданию электродвигателей повышенной (более 12 МВт) мощности.

Регулирование подачи насоса гидромуфтой изменением числа оборотов насоса n показано на рис. 5.2.

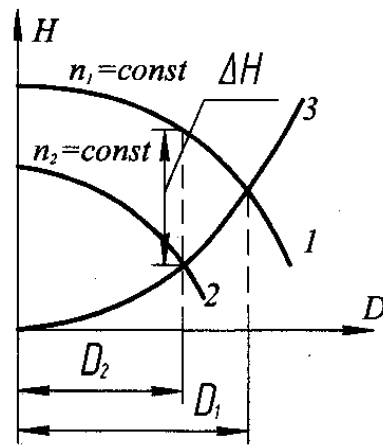


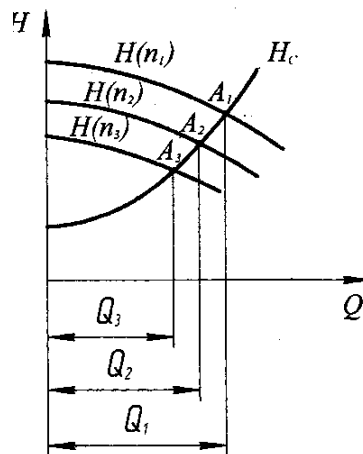
Рис.5.2. Характеристика напор – производительность центробежного насоса и регулирование расхода изменением числа оборотов и дросселированием.

1 – напор, создаваемый насосом при числе оборотов n_1 ; 2 – напор при числе оборотов n_2 ; 3 – характеристика сети (зависимость гидравлического сопротивления от расхода воды); ΔH – напор, срезаемый клапаном при дроссельном регулировании производительности.

3. Турбинный привод питательного насоса

Применение турбопривода питательного насоса позволяет в широком диапазоне плавно менять частоту вращения и оправдано для мощных энергоблоков, когда возрастают мощность и КПД приводной турбины (η_{oi}) приближается по своему значению к η_{oi} главной турбины.

На рис. 5.3 показано регулирование подачи питательного насоса изменением его частоты вращения.



5.3. Регулирование подачи насоса изменением частоты вращения его рабочего колеса:

$H(n_1)$, $H(n_2)$, $H(n_3)$ – характеристики насоса при трех значениях частоты вращения; H_c – характеристика сети;

Q_1 , Q_2 , Q_3 – подача насоса при каждом из трех режимов;

A_1 , A_2 , A_3 – рабочие точки для трех режимов.

Основные преимущества турбинного привода питательного насоса (ТПН):
- сохраняются достоинства электропривода с регулируемым числом оборотов;

- исключаются проблемы связанные с созданием и эксплуатацией мощных электродвигателей;

Приводная турбина может быть изготовлена на любую мощность необходимую для обслуживания насоса 100% производительности:

- Тепловая экономичность турбопривода (η_{oi}) незначительно меняется при снижении нагрузки и скорости вращения (в отличие от гидромуфты);

- Исключаются мультипликатор и гидромуфта, отсутствуют потери в генераторе и трансформаторе;

- Непосредственное соединение турбины с насосом, т.е. проектирование ее на повышенное число оборотов повышает экономичность турбины и снижает ее стоимость;

- Появляется возможность уменьшить удельную паровую нагрузку выходного сечения последней ступени главной турбины и снизить потери с выходной скоростью. Это особенно важно для мощных блоков с предельной длиной лопаток последней ступени.

Отмечая недостатки турбинного привода питательного насоса можно указать:

- относительно низкую экономичность приводной турбины в случае ее малой мощности и расходов пара.

При трубоприводе отсутствует расход электроэнергии на питательные насосы, но повышается расход на привод конденсатного и циркуляционного насосов, дымососов, вентиляторов, механизмов топливоподачи и золоудаления из-за увеличения расхода пара в конденсатор и топлива на котлы. Капитальные затраты на станции с переходом на турбопривод возрастают: увеличивается стоимость питательной установки, так как затраты на турбонасос выше, чем на электронасос с редуктором и гидромуфтой; увеличивается стоимость котла, топливоприготовления, тягодутьевой установки, конденсационной установки и сооружений технического водоснабжения.

В России ТПН применяется для блоков мощностью более 200 МВт. Наиболее применяемые противодавленческие и конденсационные приводные турбины. Противодавленческий ТПН включается обычно на байпасе ЦСД, отличается компактностью и меньшей стоимостью.

Конденсационный ТПН с выхлопом в отдельный конденсатор или конденсатор главной турбины усложняет тепловую схему, позволяет уменьшить удельную паровую нагрузку выходного сечения последней ступени главной турбины и снизить потери с выходной скоростью. Это особенно важно для мощных блоков с предельной длиной лопаток последней ступени (960 мм, 1200 мм и выше). На блоках с турбинами К-300 и Т-250 применяют противодавленческий привод. Для блоков 500 МВт и выше - конденсационный из отборов 1,0 ÷ 1,5 МПа. Эффективность применения более дорогого, но и более экономичного конденсационного ТПН возрастает с увеличением стоимости топлива. Оптимизируемые параметры для ТПН: начальное давление; частота вращения (3000-4500 об/мин); конечное давление в конденсаторе, его поверхность и кратность охлаждения (50-60).

Оптимальные характеристики приводных турбин должны выбираться с учетом их унификации, т.к. индивидуальное изготовление с оптимальными параметрами для каждого экономического района ведет к росту затрат в производстве.

Для энергоблоков с турбинами К-300-240 ЛМЗ используются питательный турбонасос ПГН-1150-340 (номинальная подача воды 115 м/час, давление нагнетания 33,4 МПа, номинальная частота вращения 6000 об/мин, номинальная потребляемая мощность 12,5 МВт) и приводная противодавленческая турбина ОР-12П КТЗ (давление пара 1,5 МПа, противодавление 0,23 МПа, расход пара 114 т/час), подключенная к отбору № 3 главной турбины, отработавший пар отводится в отбор № 6 главной турбины. Реальные характеристики этих агрегатов по результатам испытаний приведены на рис. 5.4. и 5.5.

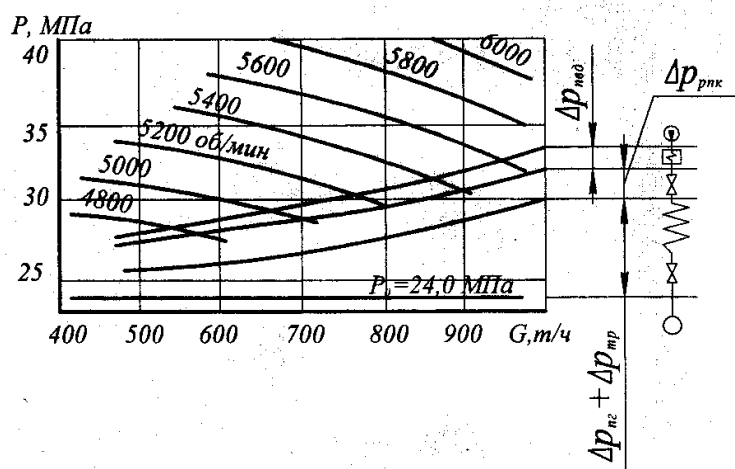


Рис. 5.4. Характеристики питательного турбонасоса ПТН-1150-340 и пароводяного тракта энергоблока.

$\Delta p_{пвд}$, $\Delta p_{пк}$, $\Delta p_{пг}$, $\Delta p_{тр}$ - потери давления в ПВД, регулирующем питательном клапане, в парогенераторе, трубопроводах свежего пара до стопорного клапана турбины.

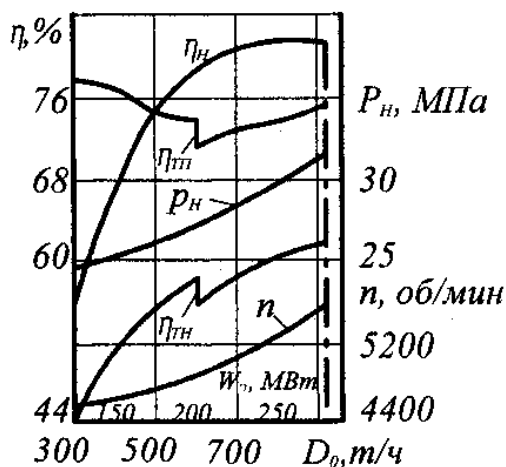


Рис. 5.5. Зависимость к.п.д. питательного насоса η_n приводной турбины $\eta_{тп}$, турбонасоса $\eta_{тн}$, давления нагнетания p_n и частоты вращения n от расхода пара на турбину D_0 и мощности W_3 энергоблока 300 МВт.

В случае применения приводных турбин с отборами пара на регенерацию для повышения экономичности их целесообразно подключать к холодной нитке промперегрева. За счет переноса ряда регенеративных отборов на приводную турбину упрощается конструкция корпуса основной турбины.

Характеристики приводных турбин должны выбираться с учетом особенности работы блоков на переменных режимах. При работе блоков при частичных нагрузках с постоянным начальным давлением пара располагаемая мощность приводной турбины уменьшается в большей степени, чем мощность главной турбины. В особенности это относится к конденсационным приводным турбинам, располагаемая мощность которых снижается как за счет уменьшения пропускной способности, так и располагаемого перепада тепла. Поэтому такие турбины проектируются с определенным запасом по пропускной способности при номинальной нагрузке блока. Избыток мощности устраняют прикрытием регулировочных клапанов на номинальном режиме, что приводит к потерям на дросселирование. При работе на частичных нагрузках со скользящим начальным давлением резко снижается гидравлическое сопротивление пароводяного тракта энергоблока (рис. 5.6.) и располагаемая мощность турбопривода во всем диапазоне нагрузок становится больше потребной. Т.е., в этом случае мощность турбопривода можно выбирать без запаса, что снижает потери на дросселирование.

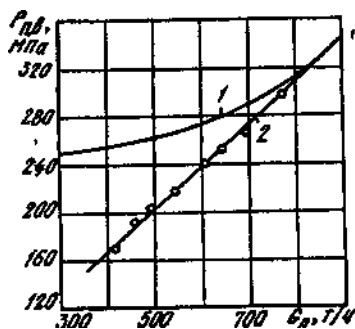


Рис. 5.6. Давление питательной воды для блока 300 МВт, в зависимости от расхода свежего пара:

1 – при постоянном давлении пара; 2 – при скользящем давлении пара.

5.2. Выбор оптимальных скоростей среды и расчет потерь давления в трубопроводах

Скорость среды в трубопроводах подлежит технико-экономической оптимизации. При увеличении скорости уменьшаются диаметр, масса и стоимость трубопровода, однако одновременно возрастают гидравлические потери, что приводит в ряде случаев к снижению экономичности установки и перерасходу топлива. Кроме того, при этом возрастают затраты мощности на перекачку среды, что требует повышения затрат на замещающей станции энергосистемы, в некоторых случаях с увеличением гидравлических потерь в данном трубопроводе возрастают капиталовложения в другое оборудование ТЭС. Например, при увеличении потерь давления в главном паропроводе возрастает, давление в пароводяном тракте котельного агрегата, а значит, и его стоимость.

В общем случае оптимальный диаметр трубопровода должен находиться по условию достижения минимума расчетных затрат в системе:

$$Z = (E_n + P_a)C_m G_{тр} + Z_3 N + (E_n + P_a)K_{об} + C_T B = \min$$

а выражение для определения оптимальной скорости имеет вид:

$$(E_n + P_a)C_m \frac{dG_{тр}}{dW} + Z_3 \frac{dN}{dW} + (E_n + P_a) \frac{dK_{об}}{dW} + C_T \frac{dB}{dW} = 0$$

где C_m – стоимость металла, руб/т; C_T – стоимость топлива, руб/т, $G_{тр}$ – масса трубопровода, т; N – мощность замещающей станции, кВт; Z_3 – расчетные удельные затраты на выработку энергии замещающей КЭС, руб/(кВт × год); $K_{об}$ – капиталовложения в оборудование, стоимость которого зависит от потерь давления в оптимизируемом трубопроводе, руб; B – годовой расход топлива котлоагрегатом оптимизируемой паротурбинной установки, W – оптимизируемая скорость среды в трубопроводе, м/с. Условие $Z = \min$ обычно находится с помощью вариантных расчетов.

Аналитические решения уравнения для определения оптимальной скорости достаточно громоздки. Решения полученные для случаев оптимизации скорости пара в главных паропроводах и в тракте промперегрева показывают, что оптимальные скорости в общем случае возрастают с ростом массы и стоимости металла труб, а также с ростом удельного объема пара и уменьшаются с ростом стоимости топлива.

Рекомендуемые, близкие к оптимальным скорости среды в трубопроводах различного назначения приведены в таблице 5.1.

Скорости среды в стационарных трубопроводах

Таблица 5.1.

Характер среды и назначение трубопровода	Скорость среды, м/с
Магистральные паропроводы перегретого пара давлением 23,5 МПа (240 кгс/см ²) и выше	40 – 50
Магистральные паропроводы перегретого пара давлением 8,8 – 12,75 МПа (90 – 130 кгс/см ²)	40 – 60
Магистральные паропроводы давлением 2,45 – 4,9 МПа (25 – 50 кгс/см ²)	40 – 70
Магистральные паропроводы насыщенного и отборного пара	30 – 50
Ответвления паропроводов перегретого пара	35 – 40
Ответвления паропроводов насыщенного пара	20 – 30
Магистральные трубопроводы газа и воздуха при давлениях, близких к атмосферному	20 – 40
Магистральные трубопроводы газа и воздуха давлением до 0,981 МПа (10 кгс/см ²)	12 – 16
Нагнетательные линии питательной воды	2,5 – 4,0
Всасывающие линии питательной воды	0,5 – 1,5
Нагнетательные линии технической и химически очищенной воды	1,5 – 2,5
Сливные линии технической воды	2,0 – 3,5
Трубопроводы гидро, золо- и шлакоудаления	2,0 – 3,0
Конденсатопроводы	1,0 – 2,0
Маслопроводы, мазутопроводы:	
нагнетательные линии	0,8 – 1,2
сливные линии	0,2 – 0,3

Суммарная потеря давления в трубопроводе

$$\Delta P = \Delta P_{\text{л}} + \Delta P_{\text{м}}$$

где $\Delta P_{\text{л}}$ – потеря давления по длине трубопровода, $\Delta P_{\text{м}}$ – потеря давления на местных сопротивлениях.

При движении среды с постоянной плотностью и вязкостью

$$\Delta P_{\text{л}} = \lambda_{\text{тр}} \frac{\ell W^2 \rho}{2D_{\text{вн}}} = 0,8125 \cdot \lambda_{\text{тр}} \frac{G^2}{D_{\text{вн}}^5} \cdot \frac{\ell}{\rho}; \text{ Па}$$

где $\lambda_{\text{тр}}$ – коэффициент гидравлического трения трубопровода; ℓ – длина прямых участков трубопровода, м; W – скорость среды, м/с; ρ – плотность среды, кг/м³; $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубопровода, м; G – расход среды, кг/с.

Коэффициент гидравлического трения в зависимости от режима течения (от величины критерия Рейнольдса, Re) среды определяется по выражениям:

$$\text{при } Re = \frac{WD_{\text{вн}}}{\nu} < 2300 \quad \lambda = \frac{64}{Re};$$

$$\text{при } 2300 < Re < \frac{568}{\Delta} \quad \lambda = 0,11 \left(\frac{k}{D_{\text{вн}}} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25};$$

$$\text{при } Re \geq \frac{568}{\Delta} \quad \lambda = \frac{1}{\left(2 \lg \frac{3,7}{\Delta} \right)^2}$$

где ν – кинематическая вязкость среды, м²/с, k – абсолютная шероховатость (средняя высота выступов) трубопровода, м; $\Delta = \frac{k}{D_{\text{вн}}}$ – относительная шероховатость:

для бесшовных стальных труб $\Delta = 0,18 - 0,22$; для сварных стальных труб $\Delta = 0,28 - 0,32$; для стальных труб при повышенной коррозии $\Delta = 0,55 - 0,65$.

Суммарное падение давления на местных сопротивлениях

$$\Delta P_{\text{м}} = \sum \xi \frac{W^2 \rho}{2} = 0,8125 \sum \xi \frac{G^2}{\rho D_{\text{вн}}^4}; \text{ Па}$$

Величины коэффициентов местных сопротивлений (ξ) в элементах трубопроводов и в арматуре приводятся в теплотехнических справочниках.

5.3. Особенности проектирования в новых экономических условиях

Переход к рыночным отношениям осуществляемый в РФ, внес определенные коррективы в методологию и практику выбора проектных решений в энергетике. В новых условиях рассмотрение задач оптимизации и проектирования энергоблоков невозможно в отрыве от проблем обеспечения финансирования предлагаемых проектов и сроков их окупаемости. С учетом особенностей переходного периода в экономике эти вопросы требуют специального анализа.

В настоящее время задача проектирования и создания экономических мощностей значительно усложнена неустойчивой экономической ситуацией в РФ, когда цены на все виды ресурсов и оборудования постоянно растут, причем их динамика отличается по регионам и во времени, качество топлива, особенно

твердого постоянно ухудшается, возрастают требования по защите окружающей среды. В частности, в этих условиях применение, корректного критерия выбора оптимального варианта проектирования или модернизации электростанций приобретает важнейшее значение.

Согласно установившейся практике ранее для выбора наиболее целесообразного варианта применялись критерии минимума приведенных затрат (1) или максимума годового экономического эффекта (2).

$$Z_{\text{год}} = I + E_n K \quad (1)$$

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = C_{\mathcal{E}} W_{\mathcal{E}} + C_T W_T - Z_{\text{год}} \quad (2)$$

где I – годовые эксплуатационные расходы (издержки),

E_n – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений,

K – капиталовложения,

$C_{\mathcal{E}}$ – стоимость отпускаемой электроэнергии,

$W_{\mathcal{E}}$ – годовой отпуск электроэнергии,

C_T – стоимость отпускаемой тепловой энергии,

W_T – годовой отпуск тепловой энергии.

Коэффициент E_n для основного оборудования в энергетике определялся исходя из нормативного срока окупаемости

$$\tau_{\text{ок}} = \frac{1}{E_n} = 6,7 \div 8,3 \text{ года,}$$

в зависимости от того, оценивалась ли эффективность модернизации и реконструкции или вновь сооружаемых объектов.

Если сопоставить рассмотренные критерии с методологией западных технико-экономических расчетов, то формально используемые формулы идентичны. Но аналогия указанных расчетов заключается только в форме написания критерия, а содержательные стороны существенно отличаются.

Экономические показатели, такие как отчисления на реновацию и ремонт, коэффициент эффективности капиталовложений, стоимость ресурсов и производимой энергии определялись в СССР, как правило, на основе директивных документов.

В условиях перехода к рыночной экономике все стоимостные характеристики определяются в результате взаимодействия на рынке интересов производителей и потребителей и в зависимости от конъюнктуры рынка постоянно изменяются.

Существует ряд особенностей, которые должны быть учтены при технико-экономических обоснованиях в условиях рыночной экономики, переход к которой провозглашен в РФ.

В условиях рынка используется не нормативный коэффициент эффективности капиталовложений E_n , а такие понятия, как процент на капитал (кредитная ставка), налоги, страховки. Финансовая нестабильность и отсутствие сбалансированного денежного обращения, заменяемого часто на внутреннем рынке РФ до 60% на местно-вексельные расчеты (вместо 4 – 6% при нормальном денежном обращении), приводили к сверхвысоким уровням ставок банковского кредита. В отдельные периоды 90-х годов они достигали до 100% и более, что

эквивалентно требованию окупаемости инвестиций за период менее года и практически неприменимо для энергетических проектов.

Чрезвычайно низкая инвестиционная активность в энергетике в последние годы обусловлена не только большими сроками окупаемости энергообъектов, но и тем обстоятельством, что инфляционные процессы с 1992 г практически уничтожили все амортизационные фонды электростанций лишив их возможности проводить самостоятельную модернизацию и реконструкцию. Этот фактор продолжал действовать на протяжении всего периода 90-х годов.

В этих условиях чрезвычайно трудно было обосновать любые, даже самые перспективные технические решения, которые связаны со значительными инвестициями.

Важным фактором корректного технико-экономического обоснования становится учет разновременности затрат. Приведение затрат (или доходов) осуществляется по формуле сложных процентов.

$$Z_j = Z_i(1+E)^{j-i} \quad (3)$$

где i – год в котором совершаются затраты,

j – год, к которому осуществляется приведение,

E – процент на капитал (норма дисконтирования).

Как правило, период создания энергоустановки или ее реконструкции достаточно растянут во времени, в течение которого имеют место определенные ежегодные затраты. Для определения суммарных затрат на создание или реконструкцию необходимо все ежегодные затраты (а также доходы за этот период со знаком минус) приводить к первому году нормальной эксплуатации с использованием формулы (3).

При таком подходе формула (2) позволяет определить величину экономического эффекта за весь срок службы (включая время создания) энергоустановки и приобретает вид:

$$\mathcal{E}_{\text{срок сл}} = \sum_{i=0}^{j-1} C_{\text{эл}} W_{\text{эл}} (1+E)^{j-i} + \sum_{i=0}^{j-1} C_{\text{тл}} W_{\text{тл}} (1+E)^{j-i} - \sum_{i=0}^{j-1} Z_i (1+E)^{j-i} \quad (4)$$

показывая разность между приведенной к концу срока эксплуатации энергоустановки стоимостью отпущенной продукции и приведенными капиталовложениями с текущими издержками.

Существуют трудности в достоверной оценке необходимых капиталовложений при разрушенной системе хозяйственных связей, инфляции и скачкообразной динамике роста цен на энергооборудование, зачастую дифференциация роста цен по различной номенклатуре оборудования отличается в 2-3 раза. Для иллюстрации скачкообразной динамики роста цен можно сопоставить их изменение в РФ с 1991 г. по январь 1995 г. За этот период цены на потребляемую электроэнергию увеличились в 1200 раз; на газ в 1400 раз; на уголь в 1140 раз; на топочный мазут в 2150 раз; на тепловую энергию в 1400 раз. Цены на металлопродукцию, применяемую в энергомашиностроении выросли в 1900 раз, а оптовые цены в черной металлургии в 2500 раз. Для предварительной оценки целесообразности отдельных технических решений допустимо сопоставление

основанное на сравнении единовременных капитальных затрат и обусловленных ими изменений ежегодных издержек.

При этом условием реализации технического решения является положительное значение величины экономического эффекта, т.е. $\mathcal{E}_r \geq 0$.

Тогда например, при увеличении тепловой экономичности установки, достигаемом дополнительными капиталовложениями, из формулы (2) можно определить годовой экономический эффект, для упрощения учитывая только изменение выработки электрической энергии:

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = C_3 \overline{\Delta\eta} N h - K(a + E) \geq 0$$

где K – дополнительные капиталовложения в энергоустановку,

где C_3 – стоимость электроэнергии,

$\overline{\Delta\eta}$ – относительное увеличение экономичности,

N – электрическая мощность энергоблока,

h – число часов использования мощности,

a – ежегодные отчисления, включающие амортизацию и ремонт,

E – коэффициент отчислений, включающий процент на капитал (кредитную ставку), налоги, страховку.

В условиях индустриально развитых стран Запада величина $(a + E) = P$, не превышает 0,25.

Приведенное выражение для $\mathcal{E}_{\text{год}}$ позволяет определить величину предельно допустимых удельных капиталовложений для модернизируемой энергоустановки:

$$k_{\text{пред}}^{\text{уд}} \leq \frac{C_3 \overline{\Delta\eta} h}{a + E}$$

На рис. 5.7. («а», «б», «в» и «г») приведены условные оценочные расчеты в долларах США по определению предельно допустимых удельных капиталовложений ($k_{\text{пред}}^{\text{уд}}$) в энергоустановку для увеличения ее электрической мощности при различной цене электроэнергии. Для сопоставления $k_{\text{пред}}^{\text{уд}}$ приведены для значения коэффициентов $(a + E) = 0,25$, соответствующих нормальной инвестиционной активности, и для значений $P = (a + E) = 0,7$ и $1,1$ соответствующих изменению кредитной ставки в РФ в период 1992-1998 гг.

Анализ данных, приведенных на рис. 5.7. подтверждает, что при современной экономической ситуации в РФ экономически могут оправдываться только небольшие капиталовложения, направленные на поддержание в работоспособном состоянии оборудования энергоблоков.

Указанные обстоятельства заставляют пересмотреть ряд технических решений, которые считались эффективными на рубеже 80-90 годов. В частности, тщательного экономического обоснования требуют проекты реконструкции энергоблоков по схеме ПГУ. Хотя применение парогазовых технологий позволяет существенно поднять тепловую экономичность энергоблоков, для их экономически обоснованного внедрения необходима стабилизация экономической ситуации, либо специальное выделение финансовых средств с низкими процентными ставками.

Наряду с фактическим внедрением рыночных механизмов при оценке экономической привлекательности и окупаемости при проектировании энергетических объектов достаточно широкое распространение в РФ, в настоящее время получает и методологическая база экономических оценок разработанных в индустриальных странах Запада.

В этой связи целесообразно знать основные термины, понятия, обозначения и рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов, принятых в странах с развитой рыночной экономикой.

Понятие эффективность проекта характеризуется системой показателей отражающих соотношение затрат и результатов применительно к интересам его участников.

Различаются различные виды эффективности инвестиционных проектов:

Коммерческая эффективность учитывает финансовые последствия реализации проекта для его непосредственных участников.

Бюджетная эффективность отражает финансовые последствия для федерального, регионального бюджетов.

Экономическая эффективность учитывает затраты и результаты, связанные с реализацией проекта выходящие за пределы прямых финансовых интересов участников инвестиционного проекта, т.е. затрагивающие интересы общества и народного хозяйства в целом.

Предельно допустимые удельные капиталовложения для повышения экономичности энергоустановки в зависимости от стоимости электроэнергии

$$\Delta \bar{\eta} = 1\%$$

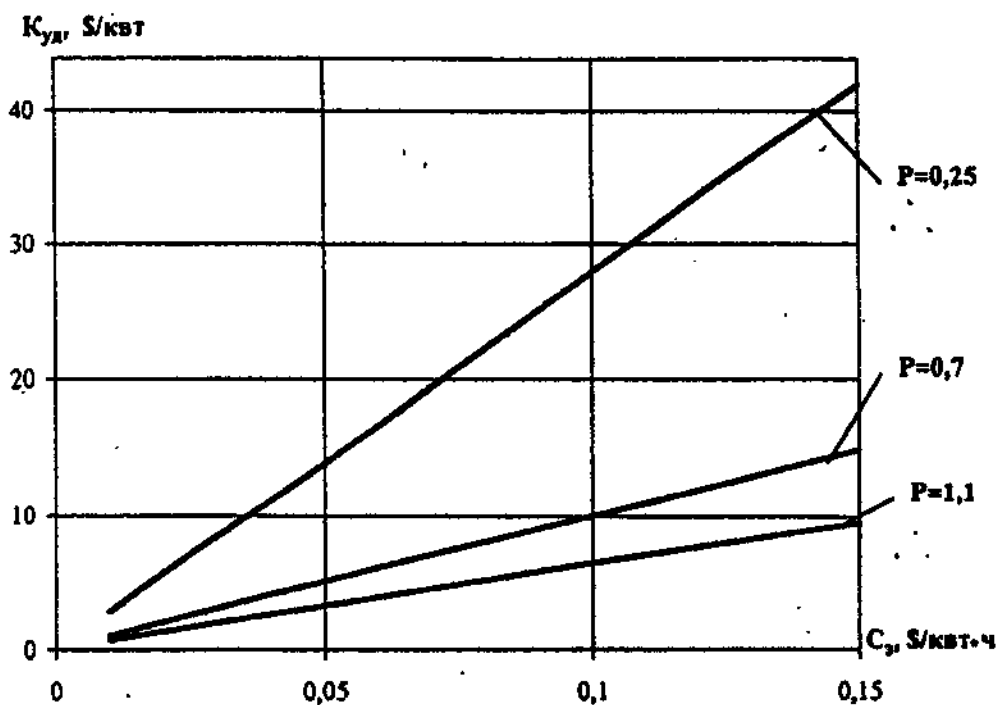


Рис. 5.7. «а»

$\Delta \bar{\eta} = 5\%$

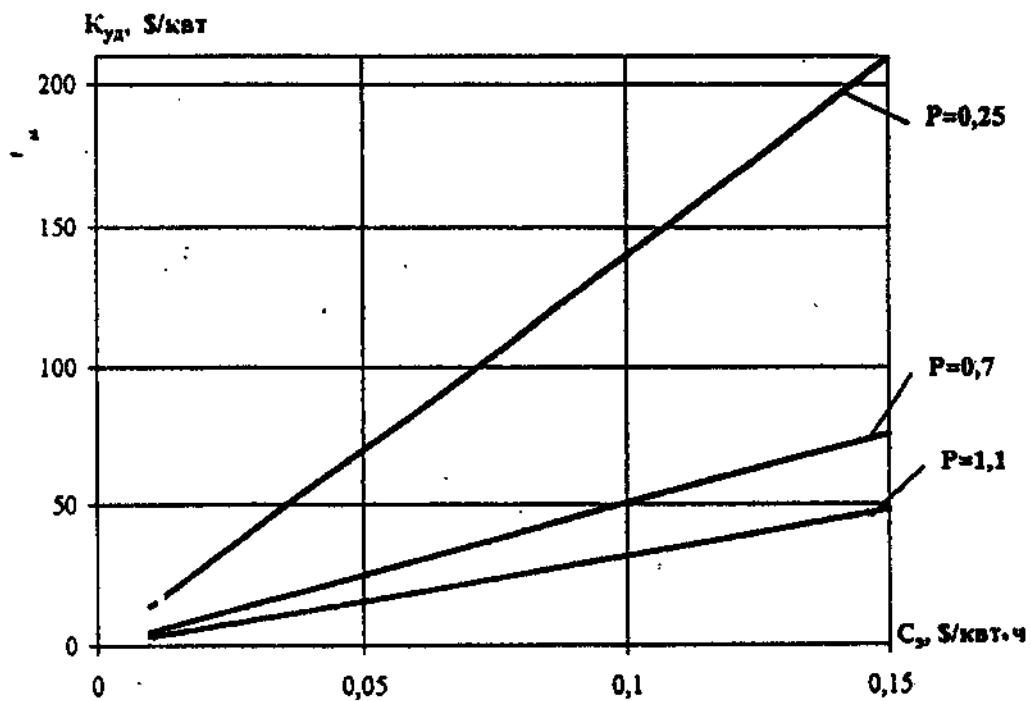


Рис. 5.7. «б»

$\Delta \bar{\eta} = 10\%$

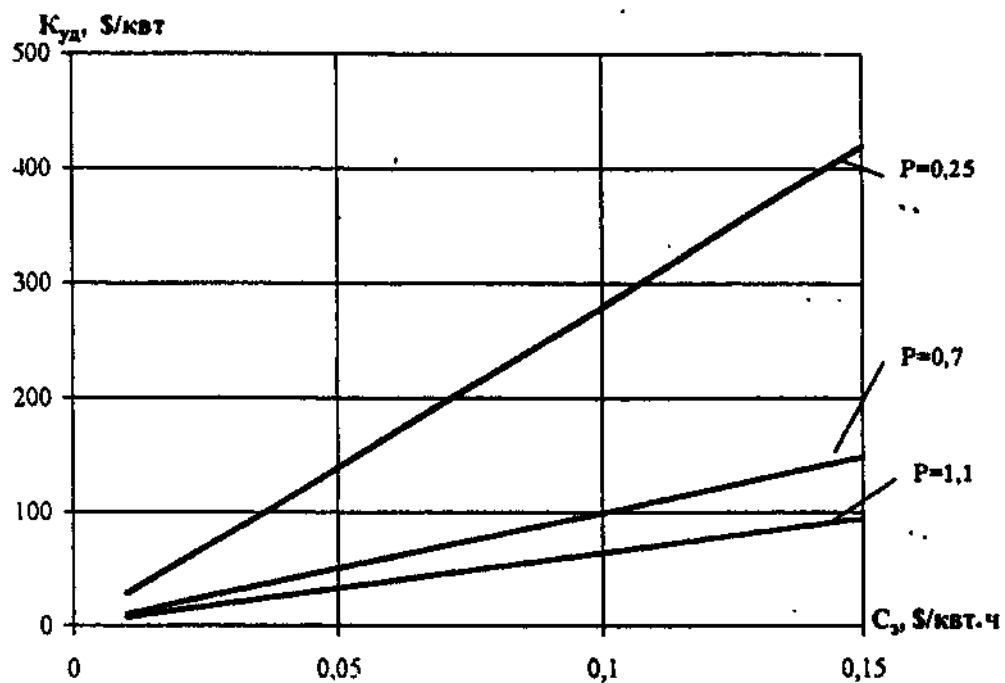
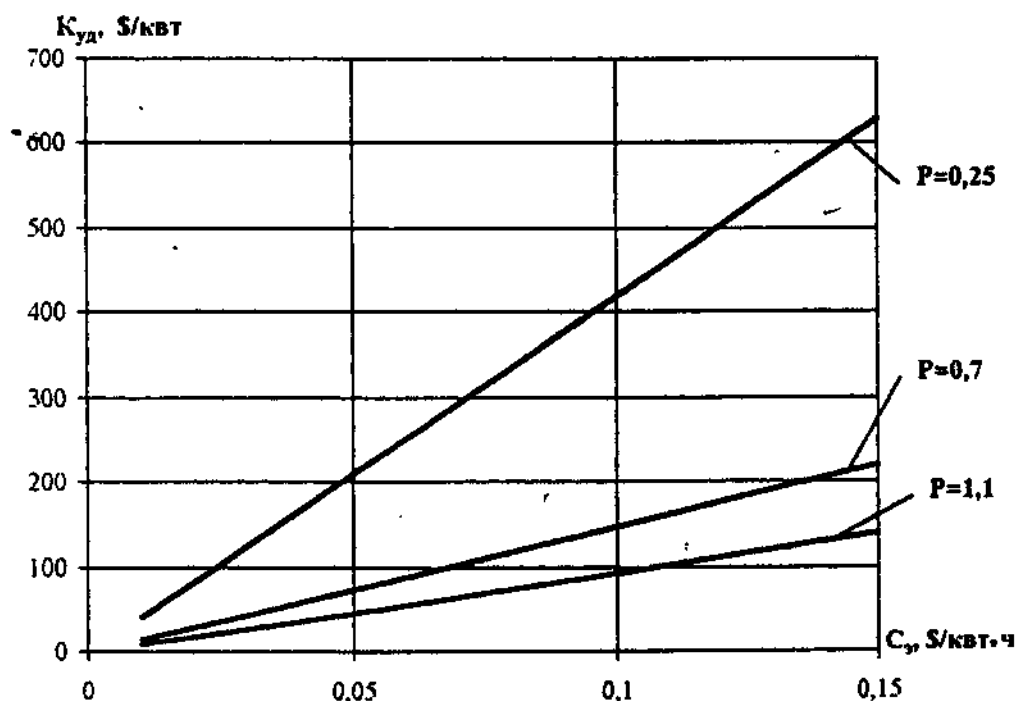


Рис. 5.7. «в»

$$\Delta \bar{\eta} = 15 \%$$



P - суммарные отчисления от капитальных вложений, включающие процент на капитал, налоги, страховки, амортизацию и ремонт.

Рис. 5.7. «Г»

Оценка затрат и результатов определяется в пределах расчетного периода, продолжительность которого (горизонт расчета), определяется с учетом:

- продолжительности создания, эксплуатации и ликвидации объекта;
- средневзвешенного нормативного срока службы технологического оборудования;
- достижения заданных характеристик прибыли;
- требований инвестора.

Горизонт расчета измеряется количеством шагов расчета (месяц, квартал, год).

Для оценки результатов используют базисные, мировые, прогнозные и расчетные цены.

Базисные – цены сложившиеся в народном хоз-ве на определенный момент времени t_6 . Базисная цена считается неизменной в течении всего расчетного периода. Базисные цены используют на стадии технико-экономических исследований.

Прогнозная цена - Ц (t) в конце t шага расчета (например t-го года) определяется по формуле $C(t) = C(6) \cdot J(t, t_n)$

где $C(6)$ – базисная цена, $J(t, t_n)$ – коэффициент (индекс) изменения цен продукции соответствующей группы в конце t-го шага по отношению к начальному моменту расчета (в котором известна цена).

По проектам разрабатываемым по заказу органов государственного управления, значения индексов изменения цен на отдельные виды продукции и ре-

курсы устанавливаются в задании на проектирование в соответствии с прогнозом Минэкономки РФ.

Расчетные цены используются для вычисления интегральных показателей эффективности, если текущие значения затрат и результатов выражаются в прогнозных ценах. Это необходимо, чтобы обеспечить сравнимость результатов при различных уровнях инфляции. Расчетные цены получают введением дефлирующего множителя, соответствующего индексу общей инфляции.

При оценке эффективности инвестиционного проекта соизмерение разновременных показателей осуществляется путем приведения (дисконтирования) их к ценности в фиксированный момент времени. Используется норма дисконта (Е) равная приемлемой для инвестора норме дохода на капитал.

Приведение к базовому моменту (начальному периоду осуществления проекта) времени затрат, результатов и эффектов, имеющих место на t шаге расчета реализации проекта, производится умножением на коэффициент дисконтирования, определяемый для постоянной нормы дисконта E , как:

$$a_t = \frac{1}{(1 + E)^t}$$

где $t = 0, 1, 2, \dots, T$, номер шага расчета, а T – горизонт расчета.

Если норма дисконта меняется во времени, то коэф-т дисконтирования равен

$$a_0 = 1 \text{ и } a_t = \frac{1}{\prod_{k=1}^t (1 + E)^k} \quad \text{при } t > 0$$

Сравнение различных инвестиционных проектов (или вариантов проекта) и выбор лучшего из них производится с использованием различных показателей, к которым относятся:

- Чистый дисконтированный доход (ЧДД) или интегральный эффект (Net Present Value – NPV);
- Индекс доходности (ИД), иногда называемый индексом прибыльности (Profitability Index – PI);
- Внутренняя норма доходности (ВНД), иначе называемая внутренней нормой прибыли, рентабельности, возврата инвестиций (Internal Rate of Return – IRR);
- Срок окупаемости.

При использовании показателей для сравнения различных проектов (вариантов проекта) они должны быть приведены к сопоставимому виду.

1. Чистый дисконтированный доход (ЧДД). Определяется как сумма текущих эффектов за весь расчетный период, приведенная к начальному шагу, или как превышение интегральных результатов над интегральными затратами.

Т.е., по сути, ЧДД является аналогом такого экономического понятия в отечественной методологии, как суммарный экономический эффект (с учетом времени создания, эксплуатации и ликвидации объекта).

Без учета инфляционного изменения цен (или выполнения расчета в базовых ценах) для постоянной нормы дисконта

$$\mathcal{E}_{\text{инт}} = \text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) \cdot \frac{1}{(1 + E)^t}$$

где R_t – результаты достигаемые на t -ом шаге расчета,

$З_t$ – затраты осуществляемые на том же шаге;

T – горизонт расчета.

$Э_t = (R_t - З_t)$ – эффект достигаемый на каждом шаге.

Чем больше ЧДД (при данной норме дисконта) тем эффективнее проект. Если проект будет осуществлен при отрицательном ЧДД, то инвестор понесет убытки, т.е. проект неэффективен.

Если K_t – капиталовложения на каждом шаге проекта, то сумма дисконтированных капиталовложений

$$K = \sum_{t=0}^T K_t \frac{1}{(1+E)^t}$$

тогда исключая из состава затрат капитальные вложения и считая

$$З_t^* = З_t - K$$

где $З_t^*$ – затраты на каждом шаге, если в них не входят капиталовложения, получаем модифицированную формулу для определения ЧДД.

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - З_t^*) \frac{1}{(1+E)^t} - K$$

Эта формула чаще применяется на практике и показывает разницу между суммой приведенных эффектов и приведенной к этому же моменту времени величиной капитальных вложений (K).

2. Индекс доходности (ИД) представляет собой отношение суммы, приведенных эффектов к величине капиталовложений

$$\text{ИД} = \frac{1}{K} \sum_{t=0}^T (R_t - З_t^*) \frac{1}{(1+E)^t}$$

т.е. проводя аналогии с понятиями отечественной практики, это суммарный экономический эффект за период T , за вычетом капитальных вложений отнесенный к сумме дисконтированных капиталовложений. Из приведенных формул очевидно соотношение:

$$\frac{\text{ЧДД}}{K} = \text{ИД} - 1$$

Если ЧДД положителен, то $\text{ИД} > 1$ и наоборот, т.е. при $\text{ИД} > 1$ – проект эффективен, если $\text{ИД} < 1$ – проект не эффективен.

3. Внутренняя норма доходности (ВНД) представляет собой ту норму дисконта ($E_{\text{вн}}$), при которой величина приведенных эффектов равна приведенным капиталовложениям. Т.е. $E_{\text{вн}}$ (ВНД) является решением уравнения

$$\sum_{t=0}^T \frac{R_t - З_t^*}{(1+E_{\text{вн}})^t} = \sum_{t=0}^T \frac{K}{(1+E_{\text{вн}})^t}$$

Если расчет ЧДД инвестиционного проекта дает ответ на вопрос, является ли проект эффективным при заданной норме дисконта (E), то ВНД проекта определяется в процессе расчета и сравнивается с требуемой инвестором нормой дохода на вкладываемый капитал.

Если ВНД равна или больше требуемой инвестором нормы дохода на капитал (E), инвестиции оправданы, в противном случае нецелесообразны.

Если сравнение альтернативных проектов по ЧДД и ВНД приводят к противоположным результатам, предпочтение отдают ЧДД.

При расчете $E_{\text{вн}}$ (ВНД) может быть ситуация когда она:

а) Не всегда существует (редкий случай).

б) Может быть больше одного решения, в таком случае обычно, принимают наименьший положительный корень уравнения.

4. Срок окупаемости – минимальный временной интервал от начала осуществления проекта, за пределами которого интегральный эффект (ЧДД) становится и в дальнейшем остается неотрицательным. Т.е. период начиная с которого первоначальные вложения и другие затраты, связанные с инвестиционным проектом, покрываются суммарными результатами его осуществления. Так как результаты и затраты могут быть рассчитаны с дисконтированием или без него, то могут быть рассчитаны два срока окупаемости.

Срок окупаемости рекомендуется определять с использованием дисконтирования.

Наряду с перечисленными критериями в рыночной экономике в ряде случаев возможно использование и ряда других: интегральной эффективности затрат, точки безубыточности, простой нормы прибыли и т.д. Ни один из рассмотренных критериев сам по себе не является достаточным для принятия решения. Решение об инвестировании средств в проект должно приниматься с учетом значений всех перечисленных критериев и интересов всех участников инвестиционного проекта.

Контрольные вопросы

1. Расскажите об основных типах привода питательных насосов и их сравнительных характеристиках.
2. Какие факторы влияют на эффективность применения турбинного привода питательного насоса ?
3. Что влияет на выбор оптимальной скорости среды в турбопроводах ?
4. Каковы характерные скорости среды в стационарных трубопроводах (паровых, водяных, мазутопроводах)?
5. Каковы основные особенности проектирования энергоблоков в период перехода к рыночной экономике ?
6. Как можно определить величину предельно допустимых удельных капиталовложений при модернизации энергоустановки ?
7. Как влияет процент на капитал (кредитная ставка) на величину предельно допустимых капитальных вложений и реализуемость проектных решений в энергетике ?
8. Что такое горизонт технико-экономического расчета, в чем он измеряется ?
9. Что такое дисконтирование показателей инвестиционного проекта ?
10. Объясните понятие чистый дисконтированный доход ?
11. Как чистый дисконтированный доход связан со сроком окупаемости проекта ?

6. Оптимизация начальных и конечных параметров тепловых циклов

6.1. Начальные температура и давление пара

КПД тепловых электростанций существенно зависит от начальных параметров пара. История развития теплоэнергетики характеризуется постепенным их повышением, связанным с преодолением возникающих технических трудностей.

Повышение среднего температурного уровня подвода тепла в цикле приводит к возрастанию термического КПД (η_t), следовательно при повышении начальной температуры в цикле Ренкина, непрерывно повышается его термический КПД асимптотически приближаясь к значению $\eta_t = 1$.

КПД для цикла Ренкина (без учета работы насоса) может быть представлен в виде

$$\eta_t = \frac{H_a}{Q_o} = \frac{H_a}{H_a + Q_k} = \frac{1}{1 + Q_k/H_a}$$

где $H_a = i_o - i_{ka}$ - располагаемое теплопадение пара в обратимом адиабатном процессе;

i_o и i_{ka} - соответственно энтальпии пара перед турбиной и отработавшего пара после изоэнтропного расширения в турбине;

$Q_o = i_o - i'_k$ - тепло подводимое в цикле;

i'_k - энтальпия конденсата на выходе из турбоустановки (зависящая от давления в конденсаторе турбины);

Q_k - тепло теряемое в конденсаторе.

Из i -s диаграммы рабочего процесса в турбине видно, что при постоянной начальной температуре пара, по мере повышения начального давления, теплопадение H_a сначала возрастает, достигает максимального значения, а затем уменьшается (рис. 6.1.). Для цикла насыщенного пара ($t_o = t_s$) H_a достигает максимума в точке, в которой касательная к пограничной кривой параллельна конечной изотерме (она же изобара) $t_k = \text{const}$ и $P_k = \text{const}$. Расчеты показывают наличие максимума η_t для цикла Ренкина сухого насыщенного пара при начальной температуре около 350 °С и соответствующем начальном давлении пара 17,0 МПа.

Условие максимума термического КПД соответствует минимальному значению отношения Q_k/H_a , которое можно установить приравняв к нулю производную от Q_k/H_a , например по энтропии

$$\frac{d(Q_k/H_a)}{dS} = \frac{H_a \frac{dQ_k}{dS} - Q_k \frac{dH_a}{dS}}{H_a^2} = 0$$

Отсюда вытекает соотношение между H_a и Q_k в точке максимума термического КПД:

$$\frac{dH_a}{H_a} = \frac{dQ_k}{Q_k}$$

Т.е. условием максимума η_t является равенство относительных изменений (уменьшения) теплопада H_a и потерь тепла в конденсаторе Q_k .

На рис. 6.2. показана зависимость термического КПД цикла от начальных давлений цикла

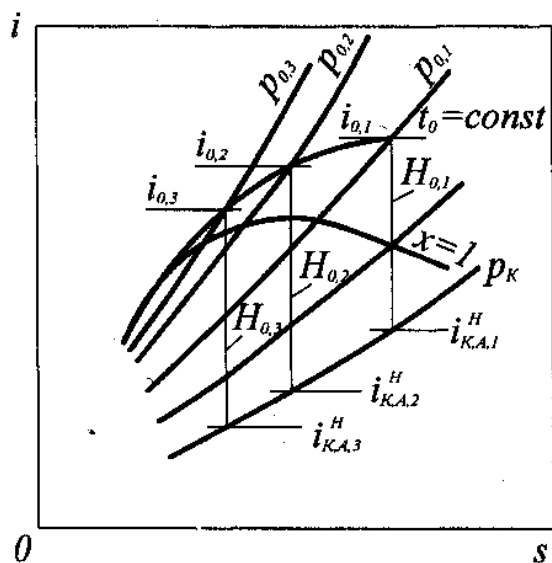


Рис. 6.1. К установлению зависимости адиабатического перепада энтальпия H_a от начального давления p_0 ($t_0 = \text{const}$)

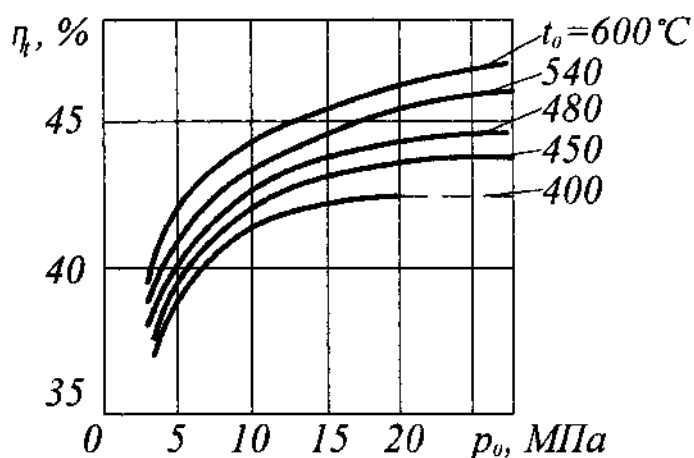


Рис. 6.2. Зависимость термического КПД η_t от начального давления p_0 при различных начальных температурах t_0 ($p_k = 0,004$ МПа)

С ростом t_0 увеличивается и оптимальное значение P_0 соответствующее максимуму термического КПД, т.е. переход через максимум на кривых $\eta_t = f(P_0)$ наступает при больших начальных давлениях.

Экономичность установки зависит не только от η_t , но и от коэффициентов оценивающих потери в турбине, в котле, генераторе, трубопроводах. В частности, влияние начальных параметров на внутренний относительный КПД турбины (η_{oi}) неоднозначно. С возрастанием начальной температуры η_{oi} увеличивается, а с ростом давления уменьшается. С увеличением давления при одном и том же значении t_0 возрастает конечная влажность пара, повышаются потери в проточной части турбины и ухудшаются условия работы лопаточного аппарата, особенно последних ступеней. Повышение влажности, применительно к длинным лопаткам последних ступеней и большим окружным скоростям потока, вызывает эрозионный износ, снижает надежность и срок службы проточной части турбины.

Кроме того с ростом P_0 (при заданных t_0 и мощности турбины) уменьшаются удельные объемы пара, что приводит к уменьшению высоты сопел и рабочих лопаток первых ступеней, что также снижает η_{oi} . С учетом влияния внутренних потерь турбины характер кривых к.п.д. цикла изменяется - обнаруживается весьма пологий максимум (рис. 6.3.) и можно проследить его смещение в

область повышенных давлений с ростом t_0 . При этом внутренний КПД цикла $\eta_i = \eta_t \cdot \eta_{oi}$.

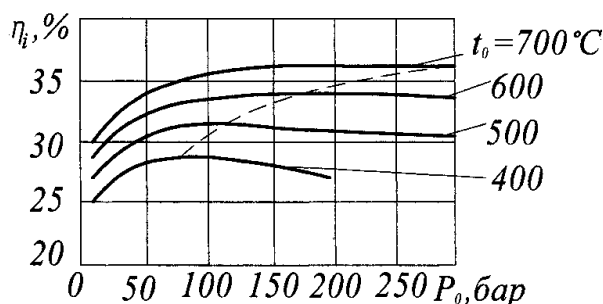


Рис. 6.3. КПД действительного цикла паросиловой установки в зависимости от начального давления пара p_0 при различных значениях начальной температуры цикла t_0 . Пунктирная линия соответствует геометрическому месту точек максимумов КПД циклов.

Отрицательное влияние роста P_0 на к.п.д. η_{oi} уменьшается с увеличением расхода пара через турбину; поэтому переход к более высокому начальному давлению прежде всего целесообразен при одновременном увеличении мощности турбины.

Приведенные кривые к.п.д. $\eta_i = f(P_0)$ являются лишь первым приближением при решении задачи о выборе оптимальных начальных параметров ТЭС. Здесь не учитывается влияние регенерации, промежуточного перегрева пара, стоимости установки и расхода электроэнергии на собственные нужды и в первую очередь на привод питательных насосов.

В частности, с повышением начальных параметров (при $N_3 = \text{const}$) снижается расход энергии на привод циркуляционных и конденсатных насосов, т.к. снижается расход пара в конденсатор, но пропорционально P_0 возрастает мощность питательных насосов.

На современных электростанциях с органическим топливом, при начальной температуре 540-560 °C широко применяют начальные давления около 16,0 и 24,0 МПа без повышения предельно допустимой конечной влажности пара. Это достигается применением промежуточного перегрева пара.

Промежуточный перегрев повышает η_t за счет увеличения срабатываемого в турбине перепада и совершенствования термодинамического цикла, а также увеличивает η_{oi} части низкого давления (ЧНД) турбины благодаря снижению конечной влажности пара, т.е. эффективность промперегрева для реального цикла выше, чем для идеального.

При оптимальных параметрах промперегрева КПД цикла η_t увеличивается на 4-6% при однократном и на 6-8% при двукратном перегреве. Потери давления пара в тракте промперегрева составляют 8-10% от давления начала перегрева.

Максимальная температура промперегрева ($t_{nn}^{\max}$) ограничивается термостойкостью применяемых сталей и выбирается обычно на уровне t_0 . Поэтому

оптимизация параметров промперегрева для ТЭС обычно сводится к нахождению давления начала промперегрева (P_{nn}). Из термодинамических соотношений оптимальная температура начала промперегрева T_x^{opt} (однозначно связанная с давлением в процессе расширения) определяется:

$$T_x^{opt} = \frac{i_o - i_{пв} + \alpha_{nn} \Delta i_{nn}}{\alpha_k (i_k - i'_k) + \ell_{нас}} \cdot T_2$$

где T_2 – абсолютная температура отвода тепла;

i_o, i_k – энтальпия начала и конца расширения пара в турбине;

$i_{пв}, i'_k$ – энтальпия питательной воды и конденсата в конденсаторе;

Δi_{nn} – повышение энтальпии пара при промперегреве;

α_k, α_{nn} – доля расхода пара в конденсатор и на промежуточный перегрев;

$\ell_{нас}$ – работа сжатия питательного насоса.

Т.к. существует однозначная связь между T_x и Δi_{nn} (при заданной t_{nn}), то уравнение решается итеративно (заданием T_x определяется Δi_{nn} , рассчитывается новое значение T_x и т.д.).

В общем случае, оптимальное значение P_{nn} является функцией начальных параметров цикла, расхода пара в конденсатор, экономичности проточной части турбины, параметров работы питательного насоса. Оптимальное P_{nn} увеличивается с ростом начальных параметров и температуры питательной воды (т.к. снижается α_k при развитой регенерации). Техничко-экономически оптимальное P_{nn} несколько выше, чем P_{nn}^{opt} определенное из термодинамических соотношений, т.к. при увеличении давления и сохранении неизменным гидравлического сопротивления тракта промперегрева (постоянные скорости среды), падают удельные объемы среды и появляется возможность уменьшить диаметры паропроводов, а следовательно и их стоимость. Осуществление промежуточного перегрева на реальных установках связано с увеличением числа и протяженности паропроводов, усложнением конструкции котельного агрегата, появлением дополнительных защит и автоматических устройств. Это требует сопоставления получаемых термодинамических выгод с дополнительными материальными затратами. В современных условиях это определяет целесообразность применения температуры промежуточного перегрева на уровне начальной температуры цикла без промперегрева $T_{nn} = T_o$ и тогда оптимальное давление промежуточного перегрева, определенное вариантными расчетами, лежит в диапазоне

$$P_{nn} \approx (0,15 \div 0,2) P_o$$

При использования на ТЭС дорогого топлива может быть применен двукратный (двухступенчатый) промежуточный перегрев пара.

При этом нужно учитывать нежелательность перехода конечной точки процесса расширения пара в турбине в область перегретого пара, так как при этом придется теплоту избыточного перегрева отводить перед конденсацией пара с помощью охлаждающей воды в окружающую среду, увеличивая потери в холодном источнике.

Давление во второй ступени промперегрева значительно ниже P_o и по условиям работы металла температура второго промежуточного перегрева может

быть выбрана несколько выше T_0 . На основе технико-экономических расчетов рекомендуется следующее распределение давлений:

$$P_{nn1} = (0,25 \div 0,30)P_0$$

$$P_{nn2} = (0,08 \div 0,10)P_0$$

При проведении технико-экономических расчетов по обоснованию начальных параметров пара и числа ступеней промежуточного перегрева необходимо учитывать возможную различную надежность оборудования при различных параметрах пара и видах цикла и, следовательно, различный аварийный резерв, необходимый для обеспечения заданной выработки энергии.

С повышением начальных параметров рабочей среды можно ожидать снижения надежности оборудования, которая частично компенсируется за счет совершенствования технологии и возможности применения улучшенных материалов для изготовления нового оборудования.

С повышением давления и плотности пара в пределах данных габаритов турбина может развить большую мощность. Следовательно, повышение начального давления пара способствует укрупнению агрегатов и энергоблоков. Этому же способствует и применение промежуточного перегрева пара, при котором уменьшается его удельный расход на турбину. Отсюда следует, что выбор параметров пара, вида цикла, мощности агрегатов должен производиться во взаимной увязке.

Повышение начальных параметров пара - один из самых эффективных путей увеличения эффективности ТЭС - приводит к усложнению элементов конструкции, возрастанию требований к материалам, применяемым в установках. Это требует увеличения начальных капиталовложений. Поэтому для конкретных установок начальные параметры выбираются на основе технико-экономических расчетов.

Повышение начальных параметров пара имеет целью экономию топлива. Однако одновременно возрастает стоимость оборудования, так как повышение давления обуславливает увеличение толщины стенок и массы деталей оборудования, а повышение температуры - быстрое снижение допускаемых напряжений, что также приводит к увеличению размеров и массы оборудования, выполняемого из стали данного класса и марки. При переходе к более прочным и совершенным классам и маркам стоимость стали резко возрастает.

Стали можно разделить на следующие классы (группы):

I - углеродистые и марганцовистые стали (20; 15 ГСЕ и др.);

II - хромомолибденовые и хромомолибденованадиевые стали перлитного класса (12ХМФ, 15Х1М1Ф и др.);

III - нержавеющие высокохромистые стали мартенситно-ферритного класса (ЭИ-756);

IV - нержавеющие хромоникелевые стали аустенитного класса.

Стоимость указанных групп сталей между собой резко отличается. В частности, стоимость труб из сталей II класса отличается от стоимости ст.20 (I класс), в $1,8 \div 3,5$ раза, у III класса эта же разница составляет $4 \div 8$ раз, а трубы из стали IV класса дороже I класса в $13 \div 16$ раз.

На рис. 6.4. показано изменение относительной стоимости перегревателей труб в зависимости от начальных параметров пара в котле. Скачкообразное изменение стоимости вызвано необходимостью перехода на новые марки сталей.

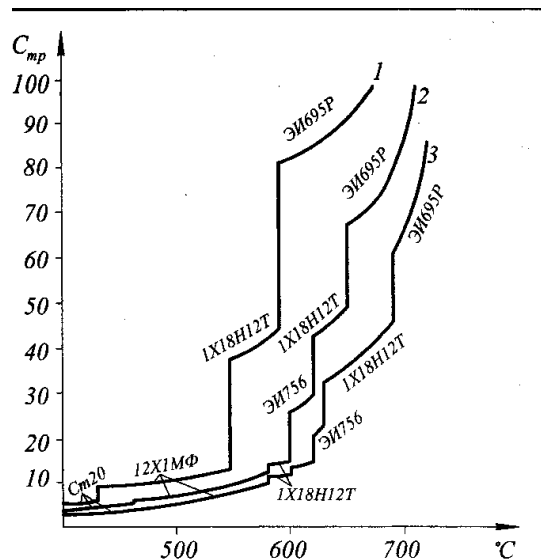


Рис. 6.4. Изменение относительной себестоимости погонного метра труб пароперегревателей в зависимости от температуры для различных давлений пара. 1 – 420 атм; 2 – 250 атм; 3 – 180 атм

При оптимизации начальных параметров необходим учет изменения стоимости котла, турбины, паропроводов, системы регенерации, конденсатора, системы технического водоснабжения. Особенно сильно рост давления и температуры влияет на котел и главные паропроводы. Из общего увеличения удельных капиталовложений в энергоблок, обусловленных повышением начальных параметров пара, до 50% приходится на парогенераторы. Относительное изменение удельных расчетных (годовых) затрат на котел в зависимости от параметров приведено на рис 6.5.

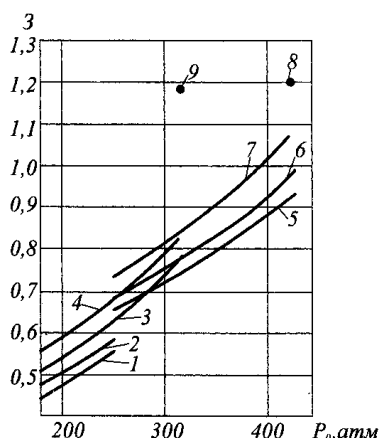


Рис. 6.5. Зависимость расчетных затрат на элементы котла под давлением от параметров пара. 1-540/540 $^{\circ}C$; 2-570/540 $^{\circ}C$; 3-570/570 $^{\circ}C$; 4-600/570 $^{\circ}C$; 5-540/570/570 $^{\circ}C$; 6-570/570/570 $^{\circ}C$; 7-600/570/570 $^{\circ}C$; 8-640/570/570 $^{\circ}C$; 9-690/570/570 $^{\circ}C$. В этих обозначениях указаны температуры пара: начальная, первого промперегрева и второго промперегрева.

На отечественных электростанциях на органическом топливе серийные конденсационные блоки мощностью 150-200 МВт работают на начальном давлении 12,7 МПа по циклу с одним промежуточным перегревом, а блоки мощностью 300, 500 и 800 МВт при начальном давлении 23,5 МПа. Температура первичного и вторичного перегревов во всех случаях равна 540 - 560 °С. Переход от параметров 8,8 МПа, 535 °С на параметры 12,7 МПа, 540/540 °С приводит к экономии 12-14% тепла, а от давления 12,7 МПа к 23,5 МПа (при тех же начальных температурах) - к дальнейшей экономии еще на 4-5 %.

Цикл с промежуточным перегревом пара на ТЭЦ имеет свои особенности.

В отборе из которого пар подается тепловому потребителю, давление $P_{отб}$ всегда выше давления в конденсаторе турбины. Поэтому для потоков, поступающих в теплофикационный или промышленный отбор, оптимальные значения P_{nn} окажутся также более высокими, чем для конденсационного потока при нормальном вакууме.

Из этого следует, что на паротурбинной установке с регулируемыми отборами при одних и тех же начальных параметрах P_{nn}^{opt} будет выше, чем на установках КЭС.

В то же время эффективность промежуточного перегрева на установках ТЭЦ ниже. Объясняется это тем, что используемый в турбине перепад энтальпий для потоков, направляемых тепловому потребителю, значительно ниже, чем для конденсационного потока, а энтальпия пара, идущего в отбор при применении промежуточного перегрева, возрастает. Последнее приводит к уменьшению расхода пара в отборе D_n и, следовательно, к увеличению потерь тепла в конденсаторе. Кроме того, эффект от уменьшения влажности в части низкого давления (ЧНД) турбины в циклах с промежуточным перегревом здесь также ниже, так как расход пара по конденсационному потоку D_k резко понижается, пар потока направляемого тепловому потребителю в промышленных отборах является перегретым, а в теплофикационных отборах влажность всегда заметно ниже, чем в ЧНД установок конденсационного типа. В силу всех этих причин промежуточный перегрев на ТЭЦ применяется только на установках с закритическими начальными параметрами. Эти начальные параметры принимаются такими же, что и на конденсационных установках. Проектная мощность теплофикационных блоков составляет 250 МВт.

В общем случае целесообразность применения промперегрева на ТЭЦ определяется при сопоставлении затрат на топливо с затратами на организацию промперегрева. Так, например, при $P_0 = 12,7$ МПа или 23,5 МПа промперегрев выгоден только на отопительных ТЭЦ (без промышленных отборов) с $P_{отб} < 0,7$ МПа. На таких ТЭЦ оптимальное давление промперегрева $P_{nn}^{opt} \approx 5,5 \div 6$ МПа.

Значительно отличается выбор оптимальных начальных параметров цикла для АЭС. Здесь, в основном, используется цикл насыщенного пара.

На АЭС схема установки и значения начальных параметров, на которые целесообразно ее проектировать, предопределяются фактически выбранным типом реактора. При одноконтурной схеме применяются корпусные и канальные реакторы кипящего типа, при двухконтурной наибольшее распространение нашли реакторы с водой под давлением.

В двухконтурных схемах с турбинами насыщенного пара температура теплоносителя не должна достигать температуры насыщения, так как для нормальной циркуляции необходимо, чтобы паровая фаза в потоке за реактором отсутствовала. Поэтому даже в условиях, когда в первом контуре поддерживается сравнительно высокое давление (до 16,5 МПа) температура воды на выходе из реактора не превышает 330 °С. При таких температурах теплоносителя в ПГ можно генерировать насыщенный пар давлением до 7,0 МПа или перегретый пар с небольшим перегревом (до 50-60 °С), но при более низком давлении. Таким образом, на двухконтурных АЭС с водяным теплоносителем, когда для образования пара используется тепло, отнимаемое от теплоносителя, схемы с турбинами насыщенного пара оказываются не только более простыми, но и более экономичными.

При работе на насыщенном паре предельно допустимая влажность на выходе из турбины достигается уже при начальном давлении 0,3 ÷ 0,4 МПа, поэтому возникает необходимость в применении систем осушки пара.

Применение промежуточной сепарации и промперегрева увеличивает тепловую экономичность АЭС за счет повышения внутреннего относительного КПД турбины (η_{oi}). Выигрыш в тепловой экономичности существенно зависит от схемы осуществления промежуточной сепарации и промперегрева.

Из рис. 6.6. видно, что при использовании только сепарации (кривая 1), оптимальное разделительное давление можно выбирать в широком диапазоне от 3 до 20% начального давления P_0 .

При использовании однократной сепарации с одноступенчатым перегревом пара (кривая 2) оптимальное разделительное давление наводится в пределах 8 ÷ 22% от начального давления. В аналогичных пределах находятся оптимальные значения разделительного давления и для одноступенчатой сепарации с двухступенчатым перегревом пара (кривая 3).

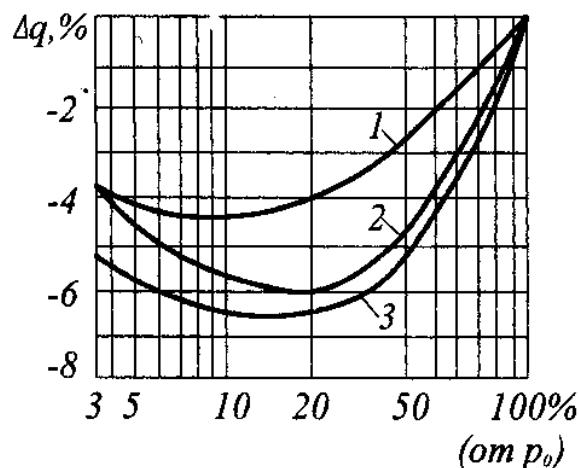


Рис. 6.6. Повышение экономичности турбоагрегата на насыщенном паре в зависимости от давления в сепараторе (СПП):

1 - только сепарация; 2 - сепарация и одноступенчатый перегрев;
3 - сепарация и двухступенчатый перегрев

Для ряда турбин АЭС (К-220-44/3000, К-500-65/3000) разделительное давление принято меньше оптимальных значений. Это связано с тем, что для ускорения проектирования и выпуска турбин для АЭС использовались отдельные корпуса турбин, хорошо зарекомендовавшие себя в эксплуатации на ТЭС, работающих на органическом топливе. Так, для ЦНД турбины К-220-44/3000 использованы конструкции турбин К-300-240/3000 и К-500-240/3000 для ТЭС.

Выигрыш в тепловой экономичности определяется не только оптимальным значением разделительного давления, но и конечной температурой перегрева пара t_{nn} . Чем выше t_{nn} , тем выше тепловая экономичность. Но повышение t_{nn} приводят к уменьшению $\Delta t_{nn} = t_o - t_{nn}$. Снижение Δt_{nn} увеличивает поверхность теплообмена промперегревателя, что ведет к удорожанию установки. Минимальное значение t_{nn}^{min} выбирается на основе технико-экономических расчетов и оптимальные его значения равны 18-25 °С. Для турбин К-220-44/3000 Δt_{nn}^{min} составляет 13,9 °С, для К-500-65/3000 оно составляет 15,4 °С, для К-750-65/3000 - 17,4 °С. Для всех тихоходных турбин $\Delta t_{nn}^{min} = 24,3$ °С.

Промежуточные пароперегреватели являются теплообменниками паропарового типа, у которых коэффициент теплопередачи мал, т.к. с обеих сторон поверхность омывается паром. Поэтому Δt_{nn}^{min} существенным образом влияет на поверхность теплообмена. Чем меньше Δt_{nn}^{min} тем больше поверхность, больше металлоемкость и стоимость.

Увеличение поверхности пароперегревателя ведет к увеличению его объема. Суммарный объем промежуточных элементов турбины (сепаратора, и промперегревателя) вынуждает применять дополнительные меры от разгона турбины при отключении стопорного клапана. Так, если расход пара в ЦВД прекращается, то пар из объема сепаратора и промперегревателя через ЦНД может раскручивать турбину до предельно опасных оборотов. По этой причине для уменьшения объема сепаратора и промперегревателя их выполняют в едином элементе и называют сепаратором-промперегревателем (СПП). Для защиты турбины от разгона после СПП стоит отсечной клапан для сброса пара помимо ЦНД в конденсатор или в атмосферу на двухконтурных АЭС и в конденсатор или в баки-барботеры для одноконтурных АЭС. В табл. 6.1. приведены основные характеристики СПП.

Основные характеристики сепараторов-пароперегревателей

Таблица 6.1

Характеристика	СПП-220М	СПП-1000	СПП-500-1	СПП-750
Количество на одну турбину	2	4	4	4
Нагреваемая вода:				
влажность перед сепаратором, %	13	11,6	15,4	13
давление на входе, МПа	0,3	1,13	0,33	0,47
температура на выходе, °С	241	250	263	263
расход на входе, кг/с	135,6	327,8	141,1	181,4

Греющий пар:				
давление на входе, МПа:				
первая ступень	1,77	2,7	1,92	6,2
вторая ступень	4,23	5,71	6,27	-
температура на входе, °С:				
первая ступень	206,2	228,1	210	278
вторая ступень	253,5	272,3	278,4	-
расход, кг/с:				
первая ступень	8,92	10,47	8,75	31,1
вторая ступень	7,44	18,03	11,7	-
Число сепарационных блоков	16	20	20	25
Число сепараторов в блоке	5	6	3	5
Число труб пароперегревателя:				
первая ступень	3478	2960	14876	8420
вторая ступень	3440	3959	17780	-
Число модулей (кассет):				
первая ступень	94	96	60	Один пучок
вторая ступень	93	107	70	
Наружный диаметр корпуса, м	3,48	3,49	4,17	4,0
Высота корпуса, м	13,98	13,35	9,05	13,5
Масса сухого аппарата, т	109	128	119	165

6.2. Оптимизация конечных параметров теплосиловых циклов

Давление в конденсаторе (P_k), противодействие или давление в регулируемом отборе на теплофикацию в большой степени влияют на эффективность цикла и экономичность турбин. В общем случае P_k зависит от температуры и расхода охлаждающей воды, условий теплообмена и температурного напора в конденсаторе, конструктивных характеристик и состояния поверхности конденсатора, эффективности отсоса воздуха и т.д.

Так как P_k - однозначно зависит от температуры насыщения конденсирующего пара (t_n), то применительно к $t - Q$ диаграмме конденсатора (рис. 6.7.).

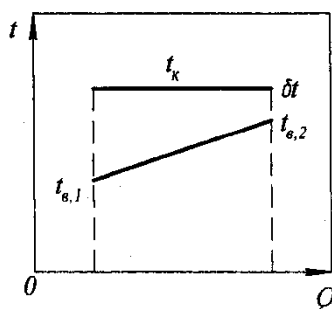


Рис. 6.7. tQ -диаграмма для конденсатора турбины

$$t_n = t_{b1} + \Delta t_b + \delta t = t_{b2} + \delta t$$

где t_{b1} и t_{b2} - температуры охлаждающей воды на входе и выходе конденсатора;
 δt - температурный напор (недогрев охлаждающей воды до t_n).

Нагрев охлаждающей воды в конденсаторе равен

$$\Delta t_b = \frac{G_k(i_k - i'_k)}{G_b C_p} = \frac{i_k - i'_k}{m C_p}$$

где G_b и G_k - расходы охлаждающей воды и пара в конденсатор;
 C_p - теплоемкость воды;

$m = \frac{G_b}{G_k}$ - кратность охлаждения, составляющая 80-120 для одноходовых конденсаторов, 60-70 для двухходовых и 40-50 для трех и четырехходовых. В конденсаторах поверхностного типа температурный напор составляет 6-8 °С и может быть определен по приближенной формуле Щегляева:

$$\delta t = \frac{A}{31,5 + t_{b1}} (d_k + 7,5)$$

где A - коэффициент, характеризующий чистоту поверхности охлаждения и воздушную плотность конденсатора, равный 5-7;

$$d_k = \frac{G_k}{F_k}$$

где G_k - удельная паровая нагрузка конденсатора, кг/м² час;

F_k - поверхность охлаждения конденсатора, м².

При росте P_k термический КПД цикла существенно снижается за счет уменьшения располагаемого теплопада. Например, при начальных параметрах 8,8 МПа, 535 °С повышение P_k с 0,004 до 0,005 МПа снижает η_t на ~ 2%.

При 100% электрической нагрузке и постоянной мощности турбины изменение вакуума на 1% приводят к изменению расхода пара на ~ 1,2 ÷ 1,4%, примерно такое же влияние оказывает изменение температуры охлаждающей воды на 5 °С. Для практических оценок, в зависимости от типа турбины, можно считать, что на номинальной мощности изменение P_k на 0,001 МПа меняет электрическую мощность турбины на 0,6 ÷ 1%.

Влияние вакуума на тепловую экономичность многофакторно. При изменении P_k меняется не только η_t , но и внутренний относительный КПД (η_{oi}) последних ступеней турбины, потеря с выходной скоростью, конечная влажность пара, нагрузка первого по ходу конденсата ПНД. Учет влияния конечного давления производится с помощью кривых поправок на вакуум, которые показывают приращение мощности турбины по сравнению с некоторой исходной в зависимости от P_k (рис. 6.8.). Зависимости строятся опытным путем или с помощью расчетов.

Достаточно строго удельное изменение мощности турбины определяется величиной P_k/G_k . Зависимость $\Delta N/G_k = f(P_k/G_k)$ называется универсальной кривой поправок на вакуум. Универсальность этой зависимости заключается в том, что изменение мощности может быть представлено только одной кривой, пригодной для всех режимов работы данной турбины.

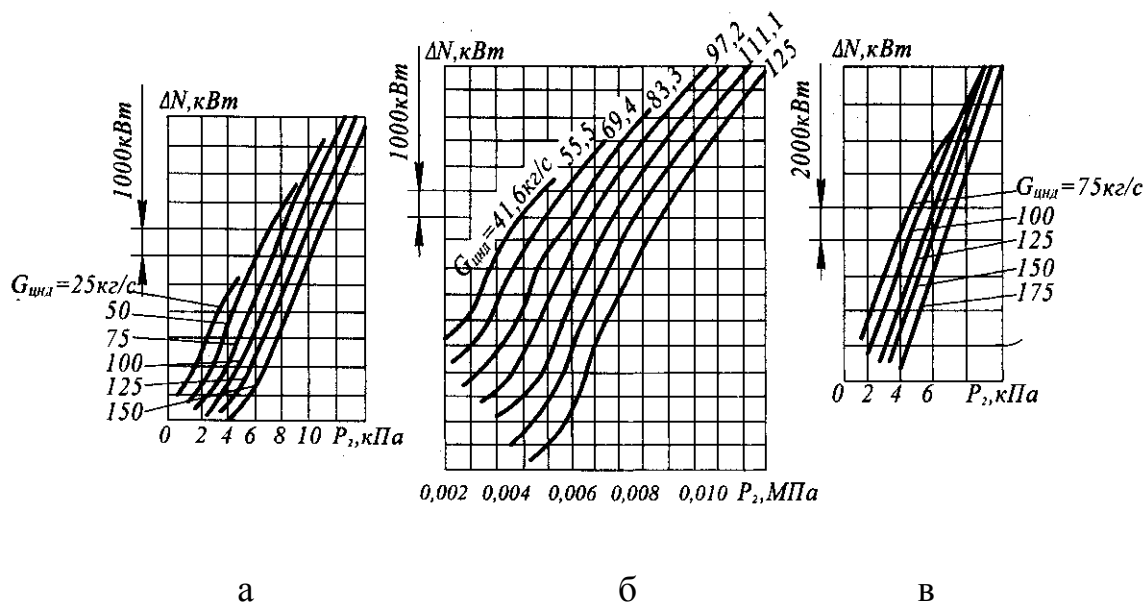


Рис. 6.8. Сетка кривых поправок на вакуум
а - турбины К-160-130; б - турбины К-200-130; в - турбины К-300-240 ЛМЗ

На рис. 6.9. показана универсальная кривая поправок на вакуум турбины К-300-240. Как видно, она имеет три характерных участка. Участок АВ представляет практически прямую линию и соответствует докритическим режимам истечения пара в последней ступени. Участок ВС соответствует сверхкритическим режимам, на которых прирост мощности замедляется. При таких режимах имеет место расширение пара в косом срезе сопел и рабочих лопаток, связанное с отклонением потока и уменьшением окружной составляющей скорости, определяющей мощность ступени. При некотором предельном вакууме (точка С) исчерпывается расширительная способность косого среза и прекращается прирост мощности в турбине. При дальнейшем углублении вакуума (третий участок кривой) мощность турбины снижается (на рис. 6.9. показано пунктиром) за счет уменьшения температуры конденсата и увеличения расхода греющего пара на первый подогреватель низкого давления.

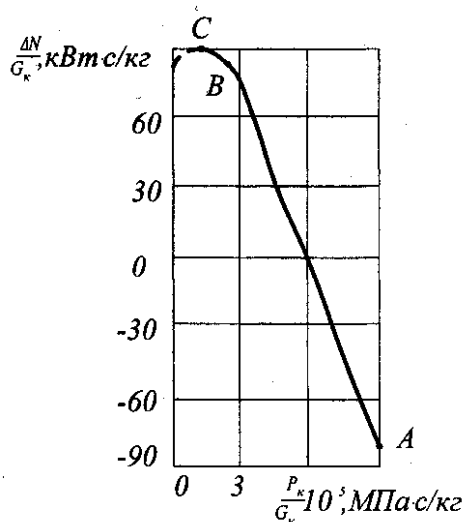


Рис. 6.9. Универсальная кривая поправок на вакуум для турбины К-300-240

При эксплуатации предельный вакуум не достигается, так как быстрее устанавливается экономический вакуум при котором полезная мощность турбоустановки (за вычетом затрат мощности на привод циркуляционных насосов) при данном расходе пара в конденсатор достигает максимального значения, т.е. прирост мощности прекращается раньше достижения т. С.

Кроме конденсации пара, вода в системе технического водоснабжения используется на охлаждение масла турбогенераторов; воздуха или водорода в электрогенераторах; охлаждения подшипников вспомогательного оборудования; удаления золы и шлака; восполнения потерь и т.д. В зависимости от типа энергоблока и мощности турбины на эти нужды затрачивается от 10 до 30% расхода воды в конденсатор.

По условию обеспечения экономического вакуума зимой кратность охлаждения (m) по сравнению с летом уменьшается. Среднегодовая температура охлаждающей вода зависит от региона и системы водоснабжения и составляет для прямоточной системы $6 \div 12$ °С; для оборотной (с прудами охладителями) – $8 \div 16$ °С; для оборотной (с градирнями) - $14 \div 20$ °С.

При оптимизации P_k на ТЭС важна правильная оценка влияния расхода охлаждающей воды на изменение расчетных затрат в энергетической системе. Суммарные затраты складываются из двух слагаемых, учитывающих единовременные капиталовложения в систему технического водоснабжения $K_{т.в.}$ и изменение режима работы (мощности) циркуляционных насосов - 3 нас.

$$Z = (E + P_a)K_{т.в.} + Z_{нас}$$

Минимизация расчетных затрат при изменении расхода охлаждающей воды определяется дифференцированием затрат по расходу воды G_B .

$$\frac{dZ}{dG_B} = (E + P_a) \frac{dK_{т.в.}}{dG_B} + \frac{dZ_{нас}}{dG_B}$$

Стоимостные показатели прудовых систем меняются, например, в широком диапазоне в зависимости от местных условий: топографических и гидрогеологических особенностей площадки, объема работ по подготовке ложа пруда охладителя, метеоусловий и т.д. Расход материалов и объем строительных работ для сооружения башенных испарительных градирен при заданном их типоразмере практически одинаковы для различных площадок и мало зависит от условий сооружения ТЭС.

Капитальные вложения в систему технического водоснабжения в общем случае можно разделить на две составляющие:

1. затраты K_0 , практически не зависящие от изменения в некотором диапазоне расчетного расхода охлаждающей воды и определяемые в основном мощностью электрической станции. Сюда относятся затраты на сооружение плотины, пруда-охладителя, градирен, а также стоимость циркуляционных насосов и электрооборудования;

2. затраты K_B зависящие от расчетного расхода охлаждающей воды и включающие стоимость подводящих и отводящих каналов, напорных водоводов пристанционного узла и др.

Затраты K_B можно считать приблизительно пропорциональными расходу воды в степени 0.6. Тогда

$$K_{\text{т.в.}} = K_0 + aG_{\text{в}}^{0,6}$$

где a - некоторый постоянный коэффициент.

Можно получить значение удельной стоимости дополнительного расхода охлаждающей воды:

$$k_{\text{т.в.}}^{\text{уд}} = \frac{dK_{\text{т.в.}}}{dG_{\text{в}}} = 0,6 \frac{K_{\text{в}}}{G_{\text{в}}}$$

Доля затрат, зависящих от расхода охлаждающей вода составляет примерно 40% для прудовых и около 80% для прямоточных систем технического водоснабжения.

Затраты, связанные с работой циркуляционных насосов, определяются их мощностью и равны

$$З_{\text{нас}} = \frac{N_{\text{нас}}}{\eta_{\text{дв}}} \cdot T_{\text{нас}} \cdot З_{\text{э}}$$

где $T_{\text{нас}}$ – число часов использования в году мощности $N_{\text{нас}}$ циркуляционных насосов; $\eta_{\text{дв}}$ – КПД привода (электродвигателей) циркуляционных насосов; $З_{\text{э}}$ – удельные замыкающие затраты на электроэнергию по объединенной энергосистеме, взятые с учетом $T_{\text{нас}}$.

Мощность потребляемая циркуляционными насосами

$$N_{\text{нас}} = \frac{G_{\text{в}} H}{\eta_{\text{нас}}} = \frac{G_{\text{в}} (\Delta P_{\text{к}} + \Delta P_{\text{вн}})}{\eta_{\text{нас}} \rho}$$

где $G_{\text{в}}$ - расход охлаждающей воды; H - напор насоса; $\eta_{\text{нас}}$ - КПД насоса; ρ - плотность воды; $\Delta P_{\text{к}}$, $\Delta P_{\text{вн}}$ - гидравлическое сопротивление конденсатора и внешней циркуляционной системы.

Гидравлическое сопротивление конденсаторов при номинальном расходе охлаждающей воды для разных конденсаторов изменяется в пределах 27-40 кПа.

Выбор давления в конденсаторе и оптимизация его характеристик - технико-экономическая задача, для решения которой требуется совместное рассмотрение и учет большого числа влияющих факторов таких, как стоимость топлива, температура охлаждающей воды, стоимостные показатели конденсатора, системы техводоснабжения, режим работы турбоагрегата, изменение η_t и η_{oi} от $P_{\text{к}}$. Сложность заключается в том, что основные характеристики конденсатора и цилиндра низкого давления турбины взаимосвязаны и требуют комплексной оптимизации. Оптимизация параметров низкопотенциальной части (НПЧ) турбин обычно производится на основе вариантных расчетов с помощью ЭВМ. Важнейшие параметры НПЧ: расчетное давление в конденсаторе $P_{\text{к}}$; охлаждающая поверхность конденсатора $F_{\text{к}}$; скорость охлаждающей воды $W_{\text{в}}$.

Для заданного типа энергоблока $P_{\text{к}}$ определяет η_t , η_{oi} , стоимость системы технического водоснабжения.

$F_{\text{к}}$ (или удельная паровая нагрузка $d_{\text{к}}$) влияет на экономичность через температурный напор в конденсаторе и определяет стоимость конденсатора.

От $W_{\text{в}}$ зависят затраты на прокачку, стоимость циркуляционных водоводов, коэффициент теплопередачи в конденсаторе.

Общим критерием выбора любого из параметров НПЧ является критерий минимума расчетных затрат:

$$З_{\text{расч}} = И + (Е + Р_a)К_{\text{пер}},$$

где И – эксплуатационные издержки; $K_{\text{пер}}$ – переменная часть капиталовложений.

Оптимальная величина любого оптимизируемого параметра X_i определяется из выражения

$$\frac{\partial З_{\text{расч}}}{\partial X_i} = (Е + Р_a) \frac{\partial K_{\text{пер}}}{\partial X_i} + З_3 \tau \frac{\partial N}{\partial X_i} = 0$$

при условии, что

$$\frac{\partial^2 З_{\text{расч}}}{\partial X_i^2} \geq 0$$

здесь E, P_a – коэффициент эффективности капиталовложений и коэффициент амортизационных отчислений; $З_3$ – замыкающие затраты на производство электроэнергии в системе; τ, N – длительность работ установки в течение года и ее мощность.

Примерный алгоритм расчета характеристик НПЧ сводится к следующим процедурам:

- определяется оптимальная W_b , в общем случае возрастающая при росте стоимости единицы поверхности конденсатора и снижающаяся при увеличении стоимости топлива, числе часов использования установленной мощности и удельной стоимости мощности привода циркуляционных насосов;
- при $W_b^{\text{опт}}$ оценивается коэффициент теплопередачи k в зависимости от t_{b1} , паровой нагрузки и характеристик конденсатора;
- определяется оптимальная температурная разность между температурой конденсации пара и температурой охлаждающей воды, откуда по $t_k^{\text{опт}}$ однозначно определяется $P_k^{\text{опт}}$;
- определяются оптимальные значения кратности охлаждения

$$m^{\text{опт}} = \frac{i_k - i'_k}{C_p \Delta t_b^{\text{опт}}}$$

- поверхности теплообмена в конденсаторе,

$$F_k^{\text{опт}} = \frac{G_k (i_k - i'_k)}{\Delta t_{cp} k^{\text{опт}}}$$

где Δt_{cp} – среднелогарифмическая разность температур между паром и водой;

- паровая нагрузка конденсатора

$$d_k^{\text{опт}} = \frac{G_k}{F_k^{\text{опт}}}$$

Изменение коэффициента теплопередачи в практических расчетах составляет

$$k^{\text{опт}} \approx 1900 \div 2700 \text{ ккал/м}^2 \text{ час град}$$

В общем случае $P_k^{\text{опт}}$ возрастает при росте температуры охлаждающей воды (t_{b1}), уменьшении числа часов использования установленной мощности, удешевлении топлива и удорожании теплообменных поверхностей конденсатора.

При определении P_k^{opt} для ТЭЦ определяющей становится длительность работы теплофикационных турбин со значительной конденсационной выработкой электроэнергии, т.е. в летний период. В этот же период повышается $t_{в1}$ (по сравнению со среднегодовой). Это обуславливает более высокие значения P_k^{opt} , чем для КЭС. Например, для турбины Т-250/3000-240 оптимальные параметры НПЧ составляют: $P_k \approx 12,7$ КПа, $t_{в1} \approx 30^0$ (среднелетняя); $d_k \approx 70$ кг/м² час

$$G_b = 21000 \text{ м}^3/\text{час}; F_k = 14000 \text{ м}^2$$

Отказаться полностью от использования ТЭЦ летом не удастся, вместе с тем конденсационная выработка на ТЭЦ летом различна для различных энергосистем, т.к. зависит от сочетания типоразмеров блоков ТЭЦ и КЭС разной экономичности. Поэтому для оптимизации НПЧ ТЭЦ особенно важно корректное определение числа часов использования мощности в конденсационном режиме.

Выбор характеристик НПЧ для АЭС методически аналогичен оптимизации НПЧ для ТЭС. Вместе с тем величина P_k^{opt} может существенно отличаться. Располагаемые теплоперепады во влажнопаровых турбинах АЭС, меньше, чем на ТЭС. Следовательно, одинаковое отклонение в величине P_k вызывает в турбинах насыщенного пара относительно большее изменение теплоперепада, что действует в сторону понижения значения P_k^{opt} .

С другой стороны, топливо АЭС считается относительно дешевым, что действует в сторону повышения P_k^{opt} . Существует сильная зависимость характеристик НПЧ от района расположения АЭС, а следовательно от типа системы технического водоснабжения и температуры охлаждающей воды. Т.к. при постоянной мощности ТЭС и АЭС, расходы пара на АЭС существенно выше, то расхода циркуляционной воды в конденсатор тоже возрастают, что увеличивает стоимость системы технического водоснабжения (удельные капиталовложения в установленный кВт возрастают на 5-10%). Расход технической воды дополнительно возрастает за счет вентиляционных систем, активных и пассивных систем безопасности, бассейнов выдержки и перегрузки, автономных контуров ГЦН и т.д.

При реализации циклов насыщенного пара небольшого давления (АЭС), резко возрастает конечная влажность в последних ступенях турбины, что кроме снижения экономичности увеличивает опасность эрозионного износа. При этом нагрузка выхлопа турбины ($d_k = \frac{G_k}{F_k}$) сильно влияет на характеристики НПЧ АЭС.

Увеличение d_k приводит к снижению P_k^{opt} , однако это связано с техническими ограничениями (рост числа ЦНД и увеличение длины лопатки последней ступени) и удорожанием как самой турбины, так и конденсационного устройства.

Контрольные вопросы

1. Как влияют на экономичность ТЭС повышение начального давления и температуры пара?

2. Чем обусловлено скачкообразное изменение стоимости перегревателейных поверхностей при росте начальных параметров пара?
3. Расскажите о влиянии промежуточного перегрева пара на экономичность ТЭС и АЭС.
4. Каковы особенности применения промежуточного перегрева пара на ТЭЦ?
5. Какие факторы влияют на выбор оптимального вакуума и характеристики оборудования низкотяготенциальной части энергоблока?
6. Назовите ориентировочные оценки влияния вакуума на электрическую мощность турбоустановки.
7. Какие «универсальные» зависимости используются для определения влияния вакуума на тепловую экономичность турбоустановки?
8. Какие факторы влияют на стоимость системы технического водоснабжения?
9. Расскажите об особенностях низкотяготенциальной части АЭС.
10. Как меняется кратность охлаждения конденсатора в течение года для энергоблоков КЭС, ТЭЦ?
11. Запишите условие оптимальности исследуемого параметра (давление, температура), применительно к критерию минимума приведенных затрат.

7. Оптимизация систем регенеративного подогрева питательной воды

7.1. Влияние регенеративного подогрева на экономичность паротурбинных установок и оптимальная температура питательной воды

Регенеративным подогревом питательной воды называется подогрев ее паром, проработавшим в турбине. Основным преимуществом регенеративного подогрева воды является уменьшение расхода пара в конденсатор и потерь в нем. Холодным источником для пара регенеративных отборов служит конденсат турбины, воспринимающий тепло отработавшего пара. Соответственно уменьшается расход тепла на образование пара в парогенераторе, т.е. расход топлива и повышается КПД цикла.

Абсолютный внутренний КПД турбоустановки с регенеративным подогревом воды, может быть записан в виде, основанном на условном разделении общего потока пара на составляющие потоки пара регенеративных отборов и «сквозного» пропуска пара в конденсатор.

$$\eta_{p,i} = \frac{\alpha_k H_k + \sum \alpha_i h_i}{\alpha_k q_{ок} + \sum \alpha_i h_i}$$

где H_k и h_i – использованные в турбине теплопадения соответственно конденсационного потока пара и пара регенеративных отборов;

α_k , α_i – доли расхода пара от общего расхода на турбину соответственно в конденсатор и i -й регенеративный отбор;

$q_{ок}$ – расход тепла на конденсационный поток пара.

В таком же виде внутренний относительный КПД турбоустановки без регенерации запишется как

$$\eta_{ки} = \frac{\alpha_k H_k}{\alpha_k q_{ок}}$$

Приведенные выражения являются общими для установок с перегревом и без него. В них не учитываются работа питательного насоса и потери рассеяния тепла в регенеративных подогревателях, вместе с тем неучет этих величин не влияет на общий принципиальный вывод о повышении КПД благодаря регенерации, который может быть получен при проведении следующих преобразований:

$$\eta_{pi} = \frac{\alpha_k H_k}{\alpha_k q_{ок}} \cdot \frac{1 + \frac{\sum \alpha_i h_i}{\alpha_k H_k}}{1 + \frac{\sum \alpha_i h_i}{\alpha_k q_{ок}} \cdot \frac{\alpha_k H_k}{\alpha_k H_k}} = \eta_{ки} \frac{1 + A_p}{1 + A_p \cdot \eta_{ки}}$$

где $A_p = \frac{\sum \alpha_i h_i}{\alpha_k H_k}$ - энергетический коэффициент регенерации

Т.к. в случае регенеративного подогрева всегда

$A_p > 0$, а $\eta_{ки} < 1$, то всегда $\frac{1 + A_p}{1 + A_p \eta_{ки}} > 1$,

и следовательно $\eta_{pi} > \eta_{ки}$,

т.е. КПД цикла с регенерацией всегда выше, чем при отсутствии регенеративного подогрева. При заданной температуре питательной воды ($t_{пв}$) с увеличением числа ступеней подогрева питательной воды эффективность регенерации возрастает, т.к. при организации дополнительных ступеней нагрева увеличиваются отборы пара более низкого давления, с большим значением h_i , т.е. увеличивается $\sum \alpha_i h_i$, а следовательно и η_{pi} .

С увеличением температуры питательной воды, возрастает доля отборов пара из турбины ($\sum \alpha_i$), но одновременно требуется повысить давление пара в отборах, что приводит к уменьшению срабатываемого в турбине перепада отборного пара (h_i). Поэтому в зависимости от числа регенеративных подогревателей, начальных параметров пара и значения $t_{пв}$ существует оптимум по КПД цикла.

На рис. 7.1. приводятся зависимости КПД установки от температуры питательной воды и числа регенеративных подогревателей при равномерном распределении отборов

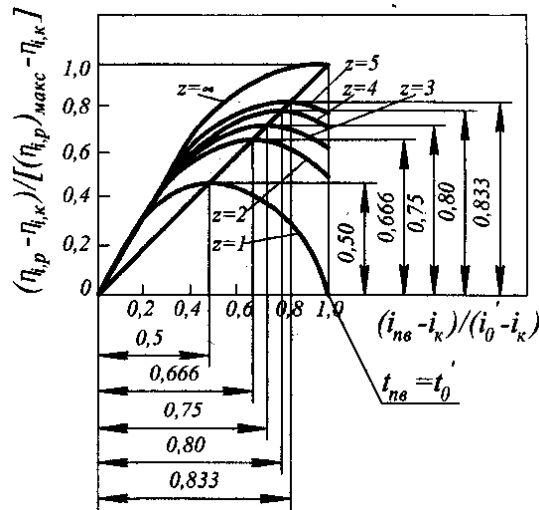


Рис.7.1. Зависимость тепловой экономичности цикла от энтальпии питательной воды и числа регенеративных подогревателей при равномерном распределении отборов.

При этом равномерном распределении будем называть такое, при котором в каждой ступени осуществляется одинаковый подогрев.

Если обозначить энтальпию воды при начальном давлении цикла P_0 и температуре насыщения соответствующей этому давлению i'_0 , а энтальпию воды на выходе из конденсатора i_k , то как видно из рисунка при одноступенчатой схеме наибольшее значение КПД устанавливается, когда подогрев воды в подогревателе равен $(i'_0 - i_k)$, при двухступенчатом подогреве - когда подогрев составляет $(2/3)(i'_0 - i_k)$, при трехступенчатом - когда подогрев равен $(3/4)(i'_0 - i_k)$ и т.д.

Таким образом, при переходе от одноступенчатой схемы к двухступенчатой $i_{пв}$ возрастает на $1/6$ всего возможного подогрева; при переходе от двухступенчатой к трехступенчатой - на $1/12$ разности $(i'_0 - i_k)$ и т.д. Из этого следует, что каждая последующая ступень подогрева все в меньшей степени повышает тепловую экономичность установки.

По мере приближения $t_{пв}$ к $t_{пв}^{опт}$ относительное возрастание КПД также уменьшается. В то же время капиталовложения при этом непрерывно возрастают. Для одного и того же числа регенеративных подогревателей экономически оправданный подогрев воды не равен наивыгоднейшему в отношении тепловой экономичности, а всегда меньше его. Поэтому на реальных установках $t_{пв}$ всегда ниже температуры, отвечающей условиям наибольшей тепловой экономичности $t_{пв}^{опт}$. Для высоких давлений, когда увеличение $t_{пв}$ требует больших дополнительных капиталовложений, оптимальная температура в большей мере отличается от термодинамически наивыгоднейшей, чем для низких P_0 . При прочих равных условиях разница в значениях этих величин также возрастает с уменьшением стоимости топлива. Поэтому на АЭС (где топливная составляющая удельных приведенных затрат ниже, чем на электростанциях обычного типа) оптимальная $t_{пв}$ при том же числе подогревателей ниже, чем на электро-

станциях на органическом топливе. Ниже также оптимальное число регенеративных подогревателей.

На блоках сверхкритического давления (СКД) за счет введения регенерации достигается экономия топлива 18-19%. В общем случае для ТЭС КПД электростанции равен

$$\eta_{эс} = \eta_э \cdot \eta_{ка}$$

где $\eta_э$ - электрический КПД турбоустановки

$\eta_{ка}$ - КПД котлоагрегата

Тогда теоретически оптимальную температуру питательной воды можно определить из условия:

$$\frac{d\eta_{эс}}{dt_{пв}} = \eta_{ка} \frac{d\eta_э}{dt_{пв}} + \eta_э \frac{d\eta_{ка}}{dt_{пв}} = 0$$

С ростом $t_{пв}$ увеличивается среднетермодинамическая температура подвода тепла в цикле и его КПД, однако одновременно возрастает температура уходящих газов котлоагрегата (ϑ_{yx}) и уменьшается $\eta_{ка}$. Оба параметра ($t_{пв}$; ϑ_{yx}) взаимосвязаны и оказывают существенное влияние на экономичность и стоимость ТЭС в целом. Раздельное определение $t_{пв}$ и ϑ_{yx} не позволяет найти наиболее выгодное решение, и оптимальные значения их могут быть найдены только при комплексной оптимизации. Связь $t_{пв}$ и ϑ_{yx} можно описать уравнениями являющимися следствием условий баланса хвостовой части котла. На рис 7.2. схематично показан график изменения температур газов, воды и воздуха для схемы одноступенчатого подогрева воздуха в хвостовой части котлоагрегата.

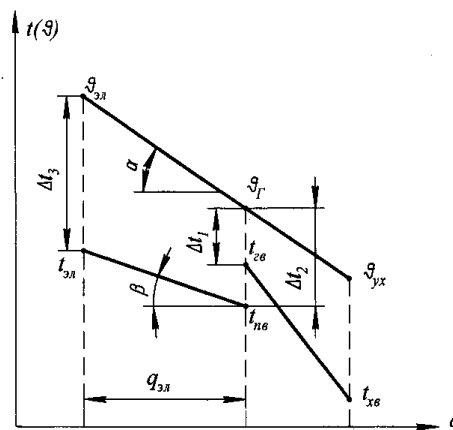


Рис. 7.2. Изменение температур газов, воздуха и воды в хвостовой части котельного агрегата в зависимости от тепловосприятия поверхностей нагрева на 1 кг топлива.

$\vartheta_{эк}$ - температура газов на входе в экономайзер;

$t_{эк}$ - температура воды на выходе из экономайзера;

α — угол наклона кривой охлаждения газов к оси абсцисс,

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{\vartheta_{эк} - \vartheta_{к}}{q_{эк}}$$

β — угол наклона кривой нагрева воды в экономайзере,

$$\operatorname{tg} \beta = \frac{t_{\text{ЭК}} - t_{\text{п.в}}}{q_{\text{ЭК}}}$$

$q_{\text{ЭК}}$ – тепловосприятие экономайзера на 1 кг топлива

В соответствии с рассматриваемой схемой решаются совместно уравнения

$$\vartheta_2 = \vartheta_{\text{yx}} + \frac{\alpha C_{\text{в}} V_{\text{о}} (t_{\text{гв}} - t_{\text{хв}})}{\sum (VC)_{\text{вп}}};$$

$$t_{\text{пв}} = \vartheta_2 - \Delta t_2; \quad t_{\text{гв}} = \vartheta_2 - \Delta t_1$$

после преобразования получим

$$\vartheta_{\text{yx}} = \frac{Z-1}{Z} t_{\text{пв}} + \frac{Z-1}{Z} \Delta t_2 + \frac{t_{\text{хв}}}{Z} + \frac{\Delta t_1}{Z}$$

Здесь V и C – соответственно, объем и средняя теплоемкость продуктов сгорания;

$V_{\text{о}}$ и $C_{\text{в}}$ – соответственно, теоретически необходимый объем воздуха и средняя теплоемкость воздуха в воздухоподогревателе;

α – коэффициент избытка воздуха перед воздухоподогревателем;

ϑ_2 – температура газов на входе в первую ступень воздухоподогревателя;

$t_{\text{хв}}$ – температура холодного воздуха на входе в первую ступень воздухоподогревателя;

$t_{\text{гв}}$ – температура горячего воздуха;

Δt_1 – минимальная разность температур в первой ступени воздухоподогревателя (см. рис. 7.2);

Δt_2 – то же в первой ступени экономайзера;

$Z = \frac{\sum (VC)_{\text{вп}}}{\alpha C_{\text{в}} V_{\text{о}}}$ – отношение водяных эквивалентов газов и воздуха в первой

ступени воздухоподогревателя.

Температурные напоры Δt_1 и Δt_2 и их соотношение в значительной степени определяют величину поверхностей нагрева воздухоподогревателя и экономайзера, а следовательно, и стоимость хвостовой части котла. Кроме того, как видно из уравнения разности температур, Δt_1 и Δt_2 при заданных $t_{\text{пв}}$ и $t_{\text{хв}}$ определяют температуру уходящих газов (коэффициент Z зависит лишь от качества заданного топлива и коэффициента избытка воздуха).

Таким образом, с одной стороны, Δt_1 и Δt_2 оказывают влияние на капиталовложения в котел, с другой изменяют его к.п.д. Следовательно, должны существовать оптимальные значения температурных напоров обеспечивающие минимум расчетных затрат на котлоагрегат. Оптимальным значениям этих температурных напоров соответствует определенная оптимальная температура уходящих газов.

Изменение температуры питательной воды при прочих равных условиях существенно влияет на величину Δt_2 и тем самым нарушает оптимальное соотношение между минимальными температурными напорами в экономайзере и воздухоподогревателе. В этих условиях приходится находить новые опти-

мальные значения Δt_1 и Δt_2 , которым соответствует новая оптимальная температура уходящих газов.

Таким образом, оптимальное значение $\mathcal{A}_{yx}$ должно зависеть от выбранной температуры питательной воды. Эта зависимость в общем случае имеет большое значение для определения совместного оптимума температур питательной воды и уходящих газов.

В общем случае, определение технико-экономического оптимума температуры питательной воды многофакторная задача и должна учитывать:

- стоимость топлива и режим работы энергоблока;
- изменение расхода топлива, связанное с изменением термического КПД цикла, экономичности котельного агрегата и выходной потери в последней ступени турбины (при заданной площади выхлопа);
- изменение капиталовложений в котельный агрегат, связанное с перераспределением величины его поверхностей нагрева;
- изменение капиталовложений в регенеративную систему турбоустановки;
- изменение стоимости того оборудования ТЭС, капиталовложения в которое зависят от расхода топлива или расхода пара в конденсатор турбины (топливоподача, золоудаление, тягодутьевое оборудование, конденсационное устройство, система технического водоснабжения и т.д.).

Необходимо отметить, что аналитические способы учета указанных факторов достаточно сложны, громоздки, содержат большое количество упрощающих предпосылок и обладают небольшой точностью. Поэтому приводимые в литературе аналитические зависимости определения расчетных затрат носят скорее методический характер, полезны для понимания физической картины происходящих процессов и могут использоваться в предварительных оценочных расчетах. На практике используется компьютерный расчет технологических тепловых схем с учетом конкретных технических характеристик оборудования, технических ограничений и стоимостных показателей, позволяющий достаточно точно определять изменение КПД и расчетных затрат при любом отклонении оптимизируемого параметра.

В частности, если таким расчетом определено изменение удельного расхода тепла по машзалу (Δq_n) при изменении $t_{пв}$, то изменение годовых издержек на топливо определяется по формуле:

$$\Delta И_T = \frac{\Delta q_n T_{уст} N_{\mathcal{E}} C_T}{\eta_{ка} \eta_{тп} Q_p^n}$$

где $T_{уст}$ - число часов использования установленной мощности,

$N_{\mathcal{E}}$ - электрическая мощность установки

C_T - стоимость условного топлива

Q_p^n - теплотворная способность условного топлива

$\eta_{тп}$ - КПД теплового потока

$\eta_{ка}$ - КПД котлоагрегата соответствующий оптимальной температуре уходящих газов.

Изменение капитальных затрат в котлоагрегат определяется пересчетом величины поверхностей нагрева с использованием удельных стоимостей изме-

няемых поверхностей. Затраты в регенерационную установку определяются в основном стоимостью дополнительных поверхностей нагрева ПВД. При этом на практике используют показатели удельной стоимости поверхности (включая стоимость корпуса и обвязки).

Если при определении расчетных затрат сравниваемые варианты отличаются по электрической мощности, необходимо учесть затраты в замещаемую мощность.

Некоторые результаты комплексной оптимизация температуры питательной воды и уходящих газов применительно к условно выбранным начальным параметрам, 7000 час/год использования установленной мощности и условно оцененной стоимости топлива приведены в табл. 7.1.

Оптимальная температура питательной воды и уходящих газов котлоагрегатов
Таблица 7.1.

Начальные параметры		Дешевое топливо		Дорогое топливо		$t_{пв}^{опт}$ при $g_{yx} = 125^{\circ}C$ и дорогом топливе
температура, $^{\circ}C$	давление, МПа	$t_{пв}^{опт}$	$g_{yx}^{опт}$	$t_{пв}^{опт}$	$g_{yx}^{опт}$	
565/565	16,2	195-200	109-111	245-250	91-93	262-267
580/565	23,5	230-235	117-119	249-254	93-95	269-274
565/565/565	29,4	237-242	118-120	253-258	94-96	269-274

При дорогом топливе значения $g_{yx}^{опт}$ получаются ниже технически достижимых по условиям низкотемпературной коррозии. Поэтому для этих условий $t_{пв}^{опт}$ определена при минимальной по условиям коррозии $g_{yx} \approx 125^{\circ}C$.

Применяемые в реальных установках температуры питательной воды и достигаемая при этом примерная экономия топлива показаны в табл. 7.2.

Показатели систем регенеративного подогрева питательной воды
Таблица 7.2.

Начальные параметры		Число ступеней подогрева	$t_{пв}, ^{\circ}C$	Экономия топлива, %
P_0 , МПа	$t_0, ^{\circ}C$			
3,43	435	3	145-150	7-9
8,83	535	5	210-215	11-13
12,75	565/565	7-9	230-235	15-16
23,5	565/565	8-9	260-265	17-19
4,3 (ВВЭР-440)	$t_s \approx 255$	9	225	
6,0 (ВВЭР-1000)	$t_s \approx 274,3$	7-8	220-226	
6,4 (РБМК-1000)	$t_s \approx 280,4$	6	165-190	

7.2. Выбор температурных напоров в поверхностных подогревателях, распределение интервалов подогрева между подогревателями и выбор их числа

В общем случае регенеративный подогреватель кроме собственно подогревателя (СП) может иметь выделенные поверхности охладителя дренажа (ОД) и пароохладителя (ПО). В ОД нагрев питательной воды происходит за счет охлаждения конденсата греющего пара, в ПО - за счет снятия тепла перегрева пара. Тепловая экономичность паротурбинной установки и затраты в регенеративные подогреватели зависят от температурных напоров в элементах подогревателей: от недогрева воды в СП ($\delta t_{сп}$), остаточного перегрева пара на выходе из ПО ($\delta t_{по}$) и температурного напора на выходе дренажа из ОД ($\delta t_{од}$) (см. рис. 7.3).

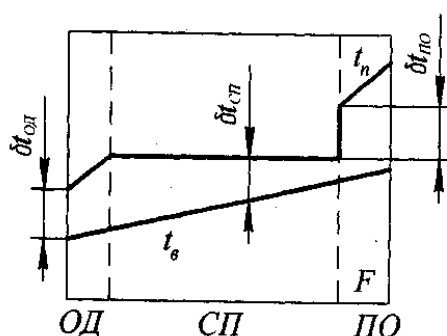


Рис. 7.3. Диаграмма температурных напоров в пароводяном теплообменнике;
 $\delta t_{сп}$ - недогрев воды в СП; $\delta t_{по}$ - остаточный перегрев пара на выходе из ПО;
 $\delta t_{од}$ - температурный напор на выходе дренажа из ОД.

При снижении $\delta t_{сп}$ и неизменной температуре подогрева питательной воды уменьшается давление пара в регенеративном отборе и увеличивается работа этого пара в турбине. Снижение температурного напора $\delta t_{од}$, т.е. более глубокое охлаждение дренажа данного подогревателя, увеличивает отбор пара более низкого давления на предыдущий подогреватель. С уменьшением остаточного перегрева пара после ПО возрастает подогрев воды в пароохладителе и снижается расход пара на следующий подогреватель более высокого давления. При этом во всех указанных случаях увеличиваются регенеративная выработка электроэнергии и КПД паротурбинной установки.

Однако при уменьшении температурных напоров увеличиваются поверхность нагрева, расход металла на изготовление подогревателя и его стоимость. Поэтому оптимальная величина температурных напоров в подогревателях определяется с помощью технико-экономических расчетов.

Наибольшее значение имеет правильный выбор недогрева воды. Оптимальная величина его определяется из условия

$$\Delta Z = 3 z_{\text{расч}}^{\text{расч}} \Delta B + (E + P_{\text{аз}}) k_{\text{уд}} \Delta N - (E + P_{\text{ар}}) \Delta K = \max,$$

где ΔZ – экономия расчетных затрат в оптимальном варианте по сравнению с исходным;

E – коэффициент эффективности капиталовложений, лет⁻¹;

$P_{аз}, P_{ар}$ – доля отчислений на амортизацию и ремонт соответственно для замещаемой КЭС и регенеративной установки;

ΔK – увеличение стоимости регенеративной установки при уменьшении $\delta t_{сп}$;

$k_{уд}$ – удельная стоимость замещаемой КЭС;

$\Delta B, \Delta N$ – соответственно годовая экономия топлива и увеличение располагаемой мощности оптимизируемой установки при снижении недогрева воды в данном подогревателе;

$z_t^{расч}$ – расчетные затраты на топливо с учетом стоимости его добычи и транспорта.

Поверхность собственно подогревателя, а следовательно, и его стоимость изменяется обратно пропорционально среднелогарифмической разности температур между греющим паром и нагреваемой водой, определяемой по формуле

$$\Delta t_{cp} = \frac{\Delta t}{\ln \frac{\Delta t + \delta t_{сп}}{\delta t_{сп}}},$$

где Δt – нагрев воды в подогревателе.

Оптимальные значения температурных напоров для различных элементов регенеративных подогревателей зависят в наибольшей степени от стоимости топлива, а также от числа часов использования установленной мощности ТЭС. Примерные величины их приведены в табл. 7.3.

Примерные значения температурных напоров в регенеративных подогревателях
Таблица 7.3.

Элементы поверхности нагрева подогревателя	Обозначение температурного напора	Подогреватели высокого давления		Подогреватели низкого давления	
		стоимость топлива			
		дорогое	дешевое	дорогое	дешевое
Собственно подог- реватель	$\delta t_{\text{сп}}$	2-3	3-5	1,0-1,5	1,5-2,5
Охладитель пара	$\delta t_{\text{по}}$	5-7	8-10	5-6	6-7
Охладитель дрена- жа	$\delta t_{\text{од}}$	3-4	4-5	3-4	4-5

Приведенные значения температурных напоров находятся в соответствии с государственными стандартами существовавшими в СССР. Практически такие напоры редко выдерживаются при эксплуатации, т.к. возможно образование газовых и воздушных подушек в корпусах, течи, заносы трубок и другие эксплуатационные отклонения от проектных решений. Кроме того, указанные напоры были получены при некотором перекосе цен на металл и промышленную продукцию существовавшим в предшествующие десятилетия, и действовавшим в сторону обоснования практически любого повышения экономичности ТЭС. Оптимальные температурные напоры в современных условиях должны быть несколько выше. Так как экономия топлива на 1 °С изменения температурного напора зависит от давления отборного пара, то напоры в подогревателях следует оптимизировать дифференцированно для каждого уровня давления

отбора. При этом наиболее целесообразно использовать метод вариантных расчетов, позволяющий в отличие от аналитических методов определения экстремума, выявить характер изменения функции в области оптимума.

В общем случае оптимальные температурные напоры в регенеративных подогревателях возрастают: с увеличением давления отбора, снижением величины нагрева воды в подогревателе, удешевлением топлива и снижением числа часов использования установленной мощности.

В смешивающих подогревателях, применяемых на крупных энергоблоках в качестве первого и второго ПНД, подогрев питательной воды равен «0», что обуславливает большую тепловую экономичность и не требует трубной системы поверхностей. В то же время такие подогреватели требуют установки дополнительных перекачивающих насосов после себя и более сложной системы регулирования уровней в смесителях, т.к. появляются громоздкие и дорогостоящие регуляторы уровня. В целом, это может привести к значительному уменьшению эффективности применения смешивающих ПНД. Важным вопросом при оптимизации систем регенерации является распределение интервалов подогрева между подогревателями. Для решения этой задачи могут быть использованы приближенные аналитические методы.

1. Равное деление подогрева между ступенями.

Метод равномерного деления температуры подогрева по ступеням является наиболее простым. Этот метод дает хорошее совпадение с другими, более точными методами до давления свежего пара 3 МПа.

При технико-экономических сопоставлениях вариантов этот метод (наряду с более сложными, аналитическими) может быть использован в качестве исходного варианта и для современных крупных турбоустановок на высокие параметры, что значительно упростит программу и сократит время счета на ЭВМ по сравнению с оптимизацией без приближенного исходного варианта. При использовании метода равномерного распределения интервал подогрева питательной воды от температуры конденсата при расчетном давлении в конденсаторе турбины t_k до выбранной оптимальной температуры питательной воды $t_{пв}$ распределяется поровну между n регенеративными подогревателями, т.е. подогрев воды в каждой ступени $\Delta t_{ст}$ определяется как

$$\Delta t_{ст} = \frac{t_{пв} - t_k}{n}$$

2. Геометрическая прогрессия количества теплоты отдаваемой паром отборов, и значений подогрева воды.

Этот метод дает более точное распределение подогрева и условия оптимального распределения, записывается в виде геометрической прогрессии повышения энтальпии воды в подогревателях с номером τ :

$$\frac{\tau_0}{\tau_1} = \frac{\tau_1}{\tau_2} = \frac{\tau_2}{\tau_3} = \dots = \frac{\tau_{n-1}}{\tau_n} = m$$

Здесь τ_0 и τ_1 – повышение энтальпии воды в паровом котле при нагреве до температуры насыщения и в последнем по ходу воды подогревателе, а m знаменатель геометрической прогрессии.

В этом случае показатель геометрической прогрессии может быть определен как

$$m = \sqrt[n]{T_{\text{пв}}/T_{\text{к}}} ;$$

где $T_{\text{пв}}$ и $T_{\text{к}}$ – абсолютные температуры питательной воды и конденсата на входе в первый по ходу воды подогреватель, а n – число ступеней регенеративного подогрева питательной воды.

Отсюда следует, что подогрев воды в каждом подогревателе, питаемом отборным паром с более низким давлением, должен уменьшаться по сравнению с каждым последующим, питаемым паром большего давления, в геометрической прогрессии.

3. Геометрическая прогрессия абсолютных температур насыщения пара отборов.

Этот метод может быть использован, когда средняя температура подвода теплоты в регенеративных подогревателях близка к температуре насыщения пара в отборе (т.е. когда отсутствуют пароохладители, через которые теплота передается от перегретого пара, и охладители дренажа, в которых происходит переохлаждение конденсата).

Распределение может быть записано в виде

$$\frac{T_{1\text{н}}}{T_{2\text{н}}} = \frac{T_{2\text{н}}}{T_{3\text{н}}} = \dots = \frac{T_{n\text{н}}}{T_{\text{к}}}$$

где $T_{n\text{н}}$ – температура насыщения в n -ом отборе.

При ряде упрощающих предпосылок могут быть использованы и другие приближенные методы. Например, в идеальной регенеративной схеме, без промперегрева, с каскадным сливом дренажей, охлаждаемых до температуры насыщения греющего пара условие оптимального распределения подогрева между подогревателями сводится к обеспечению во всех ступенях равных приростов энтропии питательной воды.

$$\Delta S_1 = \Delta S_2 = \dots = \text{idem}$$

Для схем со смешивающими подогревателями без промперегрева условие оптимального распределения обосновывается в виде:

$$\Delta i_1 = \Delta i_2 = \dots = \text{idem}$$

т.е. практически совпадает с условиями равного температурного нагрева между ступенями. Для схем с одно и двухступенчатым подогревом пара разработка общего аналитического метода распределения интервалов подогрева усложняется. Обычно используется с определенной погрешностью вышеприведенные принципы распределения, но при этом учитываются некоторые особенности регенеративного подогрева в схемах с промперегревом пара

В частности:

- относительное повышение КПД цикла благодаря регенерации пара при промперегреве меньше, чем без него во всем интервале возможного подогрева воды;
- оптимальная $t_{\text{пв}}$ соответствующая максимуму КПД для циклов с промперегревом ниже, чем для установок без промперегрева;

- пар после промперегрева для подогрева питательной воды менее выгоден, т.к. возрастает разность температур пара и воды и необратимость теплообмена между ними.

При этом отбор более горячего пара на регенерацию уменьшается, возрастает расход в конденсатор и снижается эффективность регенерации, - отбор на регенерацию при давлении равном давлению промперегрева следует брать из «холодной» нитки промперегрева, подогрев воды в этой ступени должен в $1,5 \div 2$ раза превышать подогрев воды в предыдущей ступени обогреваемой паром из первого после промперегрева отбора.

С увеличением числа ступеней подогрева в схеме регенерации (и соответственно при росте начальных параметров) различие в результатах, обусловленных принятым принципом распределения интервалов нагрева в подогревателях - сглаживается. Отклонения от оптимального принципа распределения, для этих случаев, даже на 10-20% не оказывают заметного влияния на тепловую экономичность. Кроме того, выбор места отборов пара часто лимитируется спроектированной проточной частью (унифицированные цилиндры), дискретностью ступеней в турбине и срабатываемых в них перепадов, что в общем случае, может не совпадать с интервалами нагрева в регенерации. В частности, в реальных схемах из проточной части турбины выполняются некоторые отборы, давление в которых не определяется условиями оптимального регенеративного подогрева. Такими отборами, например, могут являться отборы из которых пар поступает на промежуточные перегреватели, отбор пара обеспечивающий работу деаэратора, регулируемые отборы ТЭЦ, отвод пара на сепарацию у турбин АЭС.

Целесообразно эти отборы пара также использовать для регенеративного подогрева.

Таким образом, выбор рационального числа ступеней регенерации - задача технико-экономического анализа, т.к. при увеличении числа ступеней снижаются термодинамические потери и возрастает КПД цикла, но в то же время возрастают единовременные затраты при включении в тепловую схему дополнительных подогревателей. Принципиально важно проведение вариантных расчетов, определяющих тепловую эффективность вследствие увеличения числа ступеней регенеративного подогрева, выполнять совместно с расчетом проточной части турбоустановки уточняя влияние изменяемых отборов на внутренний относительный КПД отсеков турбины (из-за изменения аэродинамики и влажности основного потока пара).

Для ориентировочных оценок можно считать, что для турбин СКД переход с 7 ступеней регенерации на 8 приводит к снижению удельного расхода тепла на 0,15-0,18%, с 8-ступеней на 9 - к снижению удельного расхода тепла на 0,1-0,13%. При увеличении числа ступеней регенеративного подогрева суммарная стоимость подогревателей растет даже при постоянном значении температуры питательной воды, т.к. растет суммарная поверхность нагрева, вследствие уменьшения средних разностей температур в процессе теплообмена. В современных установках оптимальная величина нагрева питательной воды в ступени регенеративного подогрева находится в диапазоне $20 \div 40$ °С.

Контрольные вопросы

1. Покажите термодинамические преимущества применения регенеративного подогрева питательной воды.
2. Почему выбор оптимального значения температуры питательной воды и температуры уходящих газов должен проводиться при комплексной оптимизации?
3. Какие факторы влияют на значение технико-экономического оптимума температуры питательной воды?
4. Объясните, как влияет подогрев в регенеративном поверхностном подогревателе на его стоимость?
5. Какие значения температурных напоров применяются в ПВД и ПНД?
6. Как введение регенеративного подогрева питательной воды влияет на тепловую экономичность цикла и на стоимостные характеристики комплектующего оборудования энергоблока?
7. Расскажите о возможных способах распределения подогрева между регенеративными подогревателями.
8. Нарисуйте теоретическую зависимость относительного изменения КПД регенеративного цикла от степени регенерации и количества отборов.
9. Каковы преимущества и недостатки смешивающих регенеративных подогревателей?
10. Как влияет цена топлива на оптимальную температуру питательной воды, какие ограничения накладывает качество топлива на температуру уходящих газов?

8. Перспективные технологии в энергетике

8.1. Парогазовые установки в электроэнергетике

Первые парогазовые установки (ПГУ) начали сооружаться в начале 50-х годов XX столетия, на электростанциях США и Западной Европы. Это были установки небольшой мощности, которые совершенствовались в основном по мере улучшения показателей энергетических газовых турбин. За последние 30 лет газотурбинные установки (ГТУ) являются наиболее динамично развивающимся тепловым двигателем. За это время их единичная мощность превысила 200 МВт, КПД при автономной работе повысился с 27 до 37% (для многовальных ГТУ до 40%), степень сжатия увеличилась с 7 до 15-17, начальная температура газов достигла 1300-1400 °С.

Для современных ГТУ характерной является компоновка при которой компрессор и турбина располагаются на одном валу и образуют компактный блок с встроенной камерой сгорания (кольцевой или блочнокольцевой, рис. 8.1).

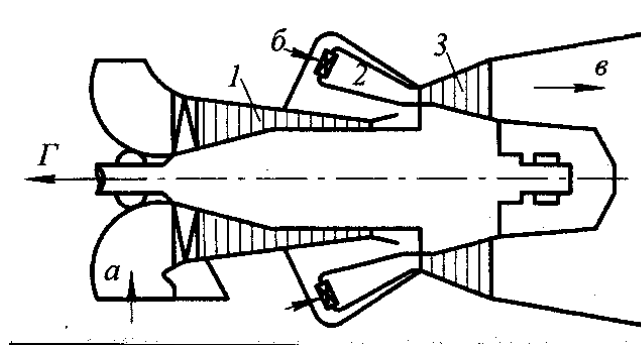


Рис. 8.1. Конструктивная схема ГТУ.

- 1 - компрессор; 2 - камера сгорания; 3 - турбина; а - воздух из атмосферы;
 б - топливо; в - отработавшие в турбине газы (продукты сгорания);
 г - выдача мощности на вал электрического генератора.

Так как важнейшим показателем влияющим на эффективность ГТУ является начальная температура расширения газов в цикле, то для современных ГТУ характерны:

- термобарьерные и противокоррозионные покрытия лопаток первых ступеней турбины,
- системы охлаждения лопаток как воздушные, так и с использованием пара или воды,
- использование монокристаллических лопаток 1 и 2 ступеней турбины и лопаток с направленной кристаллизацией в последующих ступенях.

Все эти мероприятия направлены на снижение термических и механических напряжений в элементах работающих в наиболее тяжелых условиях и повышение их надежности (жаропрочность и сопротивление коррозии).

Перспективным направлением также является внедрение дисперсионно-упрочненных сплавов и конструкционной керамики.

Прогресс в газотурбостроении привел к существенному совершенствованию парогазовых установок. Повышалась их термическая эффективность, увеличивалась мощность, улучшались эксплуатационные характеристики. К концу XX столетия КПД лучших ПГУ приблизился к 60%, а единичная мощность превысила 750 МВт. Доля ПГУ в мировой энергетика постоянно увеличивается. До 50% мощностей вводимых в эксплуатацию тепловых энергетических установок приходится на ПГУ.

Основные преимущества ПГУ (высокий КПД, умеренная удельная стоимость, хорошие экологические показатели, возможность быстрого поэтапного сооружения) особенно проявляются при доступности и относительно невысокой стоимости природного газа, что характерно для условий России.

Другим важнейшим условием проявления преимуществ ПГУ является возможность достижения высоких начальных температур газа в процессе расширения в ГТУ. Показатели достижимые при успешном решении проблем ох-

лаждения первых ступеней ГТУ и совершенствовании проточной части применительно к бинарным ПГУ приведены в табл. 8.1.

	Таблица 8.1.			
Начальная температура газов, °С	1200	1300	1400	1500
Степень сжатия	13	15	17	20-25
КПД ГТУ	33	35	37	38, 5-40
КПД ПГУ, %	50	52	55	58-60

Основные типы ПГУ, получившие распространение в мировой энергетике следующие:

1. Наибольшее распространение получили ПГУ с котлами-утилизаторами (ПГУКУ), иногда их называют бинарными. Их реализации предшествовало освоение высокотемпературных газовых турбин и котельных труб с устройствами для интенсификации теплообмена. Принципиальное отличие парогазовых установок с котлами-утилизаторами от других парогазовых установок заключается в том, что котлы-утилизаторы не рассчитаны на обеспечение автономной работы паротурбинной части установки при останове газотурбинного агрегата.

Принципиальная тепловая схема парогазовой установки с котлом-утилизатором представлена на рис 8.2. Выхлопные газы газотурбинного агрегата 1 поступают в котел-утилизатор 2. В секции высокого давления 3 этого котла вырабатывается пар для паровой турбины 5. Для более полной утилизации теплоты выхлопных газов ГТА, котел-утилизатор имеет секцию низкого давления 4, в которой подогревается конденсат паровой турбины и вырабатывается пар НД для паровой турбины и греющий пар для деаэрата 6. Автономная работа газотурбинного агрегата и пусковые режимы установки обеспечиваются с помощью выхлопной трубы 7 и отключающей арматуры 8.

В составе парогазовых установок с котлами-утилизаторами, как правило, используют несколько серийных газотурбинных установок. Чаще всего их бывает две, но бывает одна, три, четыре. Доля мощности газотурбинных агрегатов в суммарной мощности современных парогазовых установок с котлами-утилизаторами достигает 70%.

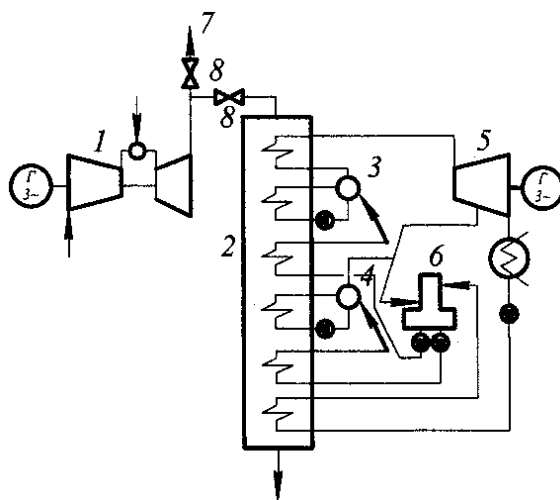


Рис. 8.2. Принципиальная тепловая схема ПГУКУ

Количество котлов-утилизаторов в составе ПГУКУ равно количеству газотурбинных агрегатов. Применяют котлы одного, двух и трех давлений обогреваемой среды. Котлы-утилизаторы современных ПГУКУ вырабатывают пар с давлением 6-11 МПа, температурой 540 °С. На некоторых установках предусмотрен промежуточный перегрев пара.

Паровые турбины для таких ПГУ обычно представляют собой простейший одно-двух цилиндровый агрегат без регенеративных отборов пара. Отличительные признаки современных бинарных ПГУ:

- Минимизированная паровая регенерация;
- Температура перегретого пара ниже температуры отработавших газов на 20÷50 °С и достигает уровней стандартных в энергетике;
- Давление острого пара выбирается из соображений обеспечения приемлемой влажности в последних ступенях турбин;
- Для уменьшения температурных напоров между газами и пароводяной средой и снижения термодинамических потерь, испарение питательной воды организуется при 2 или 3 уровнях давления;
- выработанный при промежуточных давлениях перегретый пар подмешивается в промежуточных точках проточной части турбины (иногда организуется контур питания деаэратора).

Основные преимущества бинарных установок:

- высокая термодинамическая эффективность обеспечивающая КПД цикла 55% и более;
- относительно низкая удельная стоимость установленной мощности (на 30% ниже, чем для ПГУ со сбросом газов в котел);
- упрощенная схема и оборудование паротурбинной части.

К недостаткам установок может быть отнесено требование качественного топлива для ГТУ (газа).

II. К установкам созданным раньше других типов ПГУ и получившим достаточно широкое распространение относятся ПГУ со сбросом газов в котел или сбросные ПГУ. Иногда их называют ПГУ с низконапорным парогенератором (ПГУ НПГ) или ПГУ с котлами полного горения.

Принципиальная тепловая схема конденсационной ПГУ со сбросом газов в котел представлена на рис. 8.3. При работе в парогазовом режиме выхлопные газы газотурбинного агрегата 1 поступают к горелкам парового котла 2, куда подают также топливо 3. Полученный в котле пар направляют в паровую турбину 4, имеющую систему регенеративного подогрева 5. Уходящие газы котла проходят через газоводяные теплообменники (ГВТ) 6, где отдают теплоту конденсату и питательной воде.

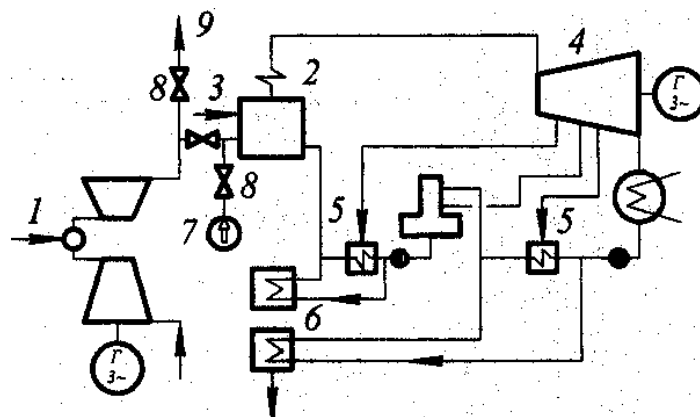


Рис. 8.3. Принципиальная тепловая схема ПГУ со сбросом газов в котел

При останове газотурбинного агрегата (ГТА) паротурбинная часть парогазовой установки может работать автономно по паротурбинному циклу. На этом режиме к горелкам котла подают воздух от дутьевого вентилятора 7. Возможна также автономная работа и газотурбинного агрегата, для чего предусмотрена выхлопная труба 9. При переходе с режима на режим соответствующие переключения выполняют с помощью арматуры газовоздухопроводов 8.

В суммарной электрической мощности парогазовых установок со сбросом газов в котел доля мощности газотурбинного агрегата обычно составляет 15-35%. Температура выхлопных газов современных энергетических ГТУ в большинстве случаев составляет 450-550 °С, а содержание кислорода в них 14-16% по объему. Такие параметры выхлопных газов позволяют успешно использовать их в качестве как окислителя при сжигании топлива в котлах, так и теплоносителя, передающего часть теплоты и топлива ГТУ рабочему телу паротурбинной установки.

Паровые котлы, входящие в состав парогазовых установок рассматриваемого типа, от серийных паровых котлов отличаются наличием газовойдяных теплообменников, устанавливаемых вместо ненужных в парогазовом цикле регенеративных подогревателей воздуха и увеличенным сечением газового тракта горелок. В ряде случаев корректируется поверхности нагрева котла.

В составе парогазовых установок со сбросом газов в котел обычно используют серийные паровые турбины большой мощности с высокими или закритическими начальными параметрами и промежуточным перегревом пара. Основные преимущества сбросных ПГУ:

- возможность автономной работы газотурбинной и паротурбинной части;
- возможность сооружения газотурбинной надстройки при реконструкции старых ТЭС, с использованием площадок и оборудования;
- возможность использования ГТУ на угольных ТЭС, что снизит относительный расход качественного топлива (газа) на выработку эл.энергии.

К недостаткам указанных установок может быть отнесена более низкая эффективность (КПД на уровне 45-47%) и необходимость реконструкции котлоагрегата.

III. Парогазовые установки с высоконапорными парогенераторами (ПГУВ). Принципиальная тепловая схема ПГУВ представлена на рис. 8.4. Обозначения: 1-компрессор ГТА; 2-высоконапорный парогенератор, 3-подвод топлива; 4-газовая турбина; 5-паровая турбина; 6-регенеративные подогреватели конденсата и питательной вода; 7-газоводяные теплообменники.

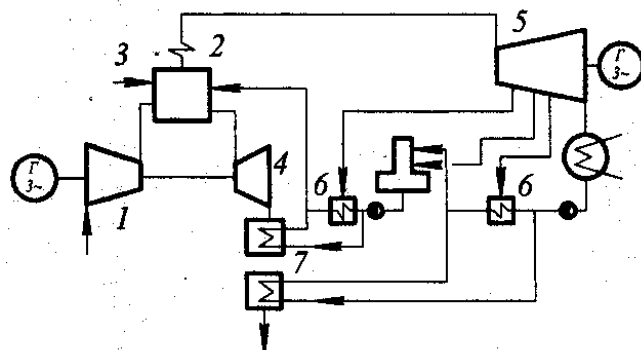


Рис. 8.4. Принципиальная тепловая схема ПГУВ

В тепловой схеме парогазовых установок этого типа паровой котел расположен в газозудном тракте газотурбинного агрегата между компрессором и газовой турбиной. Такой котел совмещает функции камеры сгорания газотурбинного агрегата и парогенерирующего устройства паротурбинной установки. Рабочие процессы в газозудном тракте этого котла протекают при повышенном избыточном давлении, что приводит к радикальным изменениям в его конструкции. Поэтому такие котлы называют высоконапорными парогенераторами.

Сжатый в компрессоре 1 воздух поступает в топку высоконапорного парогенератора, в котором осуществляется сжигание всего топлива в парогазовой установке и где расположены испарительные и перегревательные поверхности нагрева. Горение топлива и теплообмен в ВПГ происходят при давлении воздуха за компрессором ГТА, которое в современных установках составляет 1,0-2,0 МПа. Осуществление рабочих процессов ВПГ при высоком давлении приводит к их интенсификации и значительному сокращению поверхностей нагрева.

После ВПГ продукты сгорания топлива поступают в газовую турбину 4. Через газовую турбину ПГУВ проходят продукты сгорания всего топлива парогазовой установки, что при прочих равных условиях обеспечивает повышенную мощность ГТА. После газовой турбины продукты сгорания топлива направляются в газоводяные теплообменники 7, где их температура понижается до требуемого уровня.

Серийные газотурбинные установки, как правило, не могут быть использованы в составе парогазовых установок с высоконапорными парогенераторами. В связи с увеличенным расходом продуктов сгорания топлива через газовую турбину для этих установок либо разрабатывают специальные газотурбинные агрегаты, либо реконструируют серийные. Доля ГТА в суммарной мощности ПГУВ составляет обычно 15-30%.

Основной причиной по которой ПГУВ не получили широкого распространения являются сложность в создании и эксплуатации котла работающего под давлением газового потока 0,8-1,2 МПа.

В бывшем СССР, а позднее в РФ накоплен определенный опыт создания ПГУ. В 60-х - 70-х годах четыре парогазовых установки по схеме ПГУ с ВПГ были сооружены на промышленных электростанциях Ленинграда. Парогазовая установка мощностью 200 МВт созданная на базе ГТ-35 ПО ХТЗ и ВПГ-450 ЦКТИ- ТКЗ была сооружена на Невинномысской ГРЭС в 1969 г. и на 01.01.1992 г. отработала 103,5 тыс.часов. С 1960 г на Молдавской ГРЭС пущены два парогазовых блока по МВт по схеме со сбросом газов в котел (газовая турбина ГТ-35, котел Е-640 ПО ТКЗ). Эти установки эксплуатировались в полупиковом режиме с остановом ГТУ и разгрузкой паротурбинной части на ночь.

К концу XX столетия число действующих и строящихся ПГУ в мире превысило 400 установок, из них не менее 200 энергетических ПГУ единичной мощностью 100 МВт и выше. Бесспорным лидером в их создании является фирма «General Electric» (GE), которой изготовлено стационарных газотурбинных и парогазовых установок суммарной мощностью более 76 тыс. МВт, что составляет ~ 50% мирового производства ГТУ и ПГУ. Более 80% созданных за рубежом ПГУ - это установки с котлами-утилизаторами. Их суммарная мощность к концу 90-х годов превысила 52 тыс. МВт. Единичная электрическая мощность ПГУ с КУ достигла 700 МВт, а КПД - 55%.

Как наиболее крупные установки можно указать: - ТЭС Герштейверк (Германия), энергоблок «К», эл. мощность 765 МВт, выполнена по схеме сброса газов в котел, мощность газовой турбины 112,5 МВт, пуск блока в 1984 г.
- ПГУ с котлом утилизатором Иокогама (Япония), эл. мощность 730 МВт, пуск 1998 г.

Крупнейшей из сооруженных в РФ является ПГУ-450-Т, выполненная по схеме с котлом-утилизатором. В ее состав входят две ГТУ V94,2 совместного производства Siemens - ЛМЗ, мощностью 143,6 МВт каждая, паровая турбина производства ЛМЗ мощностью 163 МВт, 2 котла-утилизатора с двумя контурами давления производства Подольского машиностроительного завода, с параметрами пара в контуре высокого давления после КУ 515 °С и 8,0 МПа и в контуре низкого давления 200 °С и 0,65 МПа. Проектный КПД ПГУ ~ 50%. Пуск этой ПГУ был осуществлен в декабре 1999 г. в г. Санкт-Петербурге. Мощные ГТУ стационарного типа для энергетики в СНГ изготавливаются и проектируются ЛМЗ (Россия) и ХТЗ (Украина); ГТУ стационарного типа для газовой промышленности НЗЛ и УТМЗ (Россия). Основные проектные показатели этих установок приведены в табл. 8.2.

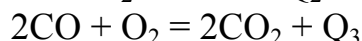
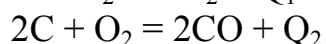
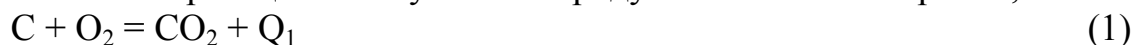
Таблица 8.2.

Параметр	Приводные			Энергетические				
	ГТН-16	ГТН-25	ГТН-25	ГТЭ-45	ГТГ-110	ГТЭ-150		ГТЭ-200
Завод-изготовитель	УТМЗ	УТМЗ	НЗЛ	ХТЗ	НПО «Маш-проект»	ЛМЗ	ЛМЗ	ЛМЗ
Мощность, МВт	16,8	25,5	30,0	54,0	110,0	131,0	161,0	190,0
КПД, %	29,5	32,3	29,0	28,0	36,0	31,0	31,5	33,1
Количество валов	2	2	3	1	1	1	1	1
Температура газов перед турбиной, °С	920	1060	900	900	1210	950	1100	1250
Температура газа за турбиной, °С	430	460	400	475	517	423	530	545
Степень сжатия	11,5	13,0	12,5	7,8	14,7	13,0	13,0	15,6
Расход воздуха, кг/с	89	103	170	271	357	636	630	630
Возможная тепловая нагрузка, МДж/с	28,5	37,9	51,1	98,8	157	220	296,5	302
Масса турбоблока, т	60	60	97	180	50	320	320	320

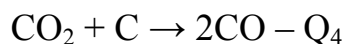
8.2. Энергоустановка на базе газификация угля

Общим принципом всех способов газификации является обеспечение реакции угля с газифицирующими элементами при высокой температуре, в результате чего уголь переводится из твердого состояния в газообразное, а зола выделяется в виде осадка.

Если при ведении топочных процессов стремятся максимально развить окислительные реакции с получением продуктов полного сгорания, типа:



то при газификации топлива стремятся развить восстановительные реакции с получением продуктов неполного сгорания типа эндотермической реакции

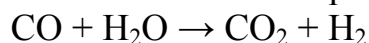


Возможна первоначальная реакция угля с водяным паром при высоких температурах ($\sim 1000^\circ\text{C}$)

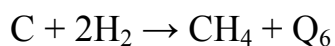


Для протекания этой реакции также требуется тепло получаемое от реакции (1). При этом лучше окислять уголь чистым кислородом, а не воздухом, чтобы не балластировать азотом получающийся газ.

Вторая стадия процесса протекает по реакции



Кроме указанных основных реакций происходит процесс непосредственного образования метана (гидрогазификация)



Для этого процесса наиболее благоприятна зона температур 600-900 °С, причем чем выше давление, тем больше выход метана.

При газификации параллельно протекают процессы отгонки летучих из углей, их крекинга и ряд других процессов.

Результатом процесса газификации является получение целевых полезных продуктов CO ; H_2 ; CH_4 .

Кроме того подученный газ содержит CO_2 ; H_2O ; N_2 ; H_2S , сероорганические соединения; аммиак. В виде паров может содержаться гамма углеводородных соединений - смолы, масла, фенолы и др. продукты термического разложения топлива.

Центральным звеном процесса является реактор газификации, в котором происходит сложный комплекс химических реакций.

Разнообразие существующих типов газификаторов обусловлено стремлением выбрать для каждого сорта угля необходимый режим газификации.

Выбор конкретного типа газификатора зависит от характера конечного использования получаемого газа, физических и химических свойств угля, требуемой производительности, способов утилизации тепла и конечных продуктов. Основные признаки по которым различаются газификаторы следующие:

1. Характер дутья: паровоздушное или парокислородное.
2. Величина рабочего давления.
3. Способ организации контакта топлива с окислителем в реакционной зоне: в неподвижном слое угля, в кипящем или псевдоожиженном слое, в объеме с пылевидным топливом, в движущемся слое, в пылегазовом потоке и т.д.
4. Число ступеней реагирования.
5. Способ удаления минеральной составляющей угля и применения промежуточных теплоносителей, сорбентов и т.д.

В общем виде процесс газификации угля представлен на рис. 8.5.

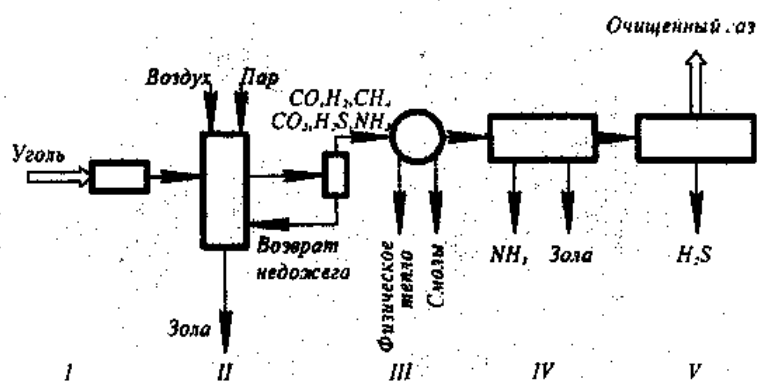


Рис. 8.5. Обобщенная схема газификации углей

I - подготовка угля (дробление, размол, сушка, термическая обработка и т.п.); II - газификация; III - охлаждение газа; IV - очистка газа от механических примесей и аммиака; V - десульфуризация газа

При выборе того или иного процесса для энерго-генерирующей установки эффективность использования топлива является одним из главных показате-

лей. Однако при внутрицикловой газификации итоговый к.п.д. определяется не только эффективностью работы реактора газификации, но и всех других звеньев, включая систему утилизации тепла, выделяющегося в процессе газификации, и энергетический цикл.

Процесс с более высоким к.п.д. газификации может оказаться в итоге не самым выгодным, например по следующим причинам: ухудшаются возможности утилизации физического тепла процесса из-за высокого содержания смол в газах; возрастают потери вследствие конденсации водяного пара в системе низкотемпературной жидкостной очистки газа при неполной конверсии водяного пара в реакторе; уменьшается доля мощности вырабатываемой газотурбинной частью цикла и т.п.

Поэтому для правильной оценки эффективности необходимо анализировать схему в целом. Основные потери в процессе газификации, непосредственно влияющие на к.п.д. установки, - это процент недожога в выводимом шлаке, потери тепла в окружающую среду через наружную оболочку реактора и с физическим теплом шлака промежуточного теплоносителя и т.п., гидравлические потери по газовоздушному тракту, потери транспортного газа и газовой среды в шлюз-бункерах, расход электроэнергии на привод вспомогательных агрегатов.

Удельная теплота сгорания газа при использовании воздушного дутья получается в пределах 3,75-6,70 МДж/м³ (газ низкой теплоты сгорания) при использовании кислородного дутья - в пределах 9,0-18,8 МДж/м³. Газ с высокой теплотой сгорания (31-37 МДж/м³) можно получить методами пиролиза или с использованием вторичных процессов каталитического метанирования, значительно более сложных и дорогих. Такие процессы рассматриваются для производства заменителя природного газа.

Включение в тепловую схему ТЭС оборудования для газификации угля существенно усложняет схему и условия эксплуатации станции. Тепловая станция становится химико-энергетическим предприятием, так как, кроме газификационных и очистных установок, в составе ее появляются: станция разделения воздуха, установки для регенерации растворов сероочистки и производства товарной серы, устройства для нейтрализации стоков и хвостовых газов и т.п.

Большинство разработанных процессов газификации угля основаны на кислородном дутье и используют низкотемпературную газоочистку, широко применяющуюся в газовой и нефтеперерабатывающей промышленности. Твердые частицы, соединения серы и азота улавливаются из топливного газа. Сера в виде элементарной является товарным продуктом.

Для снижения выбросов NO_x в газ могут быть введены вода или пар и/или азот. Образующийся при газификации шлак можно использовать для производства стройматериалов и в дорожном строительстве.

Концепция ПГУ с внутрицикловой газификацией угля впервые была успешно продемонстрирована в 1984-1989 гг на блоке 100 МВт ТЭС Кул Уотер в штате Калифорния (США). Филиал фирмы Доу Кемикал-Дестек эксплуатирует ПГУ мощностью 160 МВт с газификацией угля в г. Плаквемин (штат Луизиана, США). В Нидерландах сооружена ПГУ мощностью 250 МВт с газификацией

угля по технологии фирмы Шелл с КПД 43,5%. Во всех этих ПГУ использованы газотурбинные установки на температуру около 1363К.

Мощность современных ПГУ использующих внутрицикловую газификацию угля достигает 500 МВт с КПД на уровне 43-45% в зависимости от качества угля. В России создан ряд газификаторов и разработаны проекты перспективных установок на базе газификации угля. На Зуевской экспериментальной ТЭЦ проработана технология газификации углей с горновым газогенератором и сухой газоочисткой на металлотканевом фильтре. На Несветай ГРЭС внедрена опытно-промышленная установка газификации и сжигания углей в объеме жидкого шлака, барботируемого обогащенным кислородным дутьем.

8.3. Энергоблок ультракритических параметров

Блок ультрасверхкритических параметров для работы новых электростанций на твердом топливе для работы в базовом режиме. Основная цель создания таких блоков - достижение высокой экономичности благодаря повышению начальных параметров пылеугольных блоков до уровня: начальное давление 30 МПа, начальная температура 600 °С. Достижение таких показателей становится возможным на основе новых металловедческих проработок. Основные технические характеристики проекта:

КПД блока нетто - 45,5%

Удельный расход топлива - 270 г/кВт.час

Нижний предел нагрузки без изменения состава
оборудования – 60% от номинала

Мощность на клеммах генератора - 525 МВт

Полный срок службы - 40 лет

Коэффициент готовности - 0,98

Производительность по свежему пару - 1500 т/час

Абсолютное давление пара

За котлом перед ЦВД – 30/29 МПа

Температура свежего пара

за котлом/перед ЦВД – 600/595 °С

Абсолютное давление за ЦВД – 5,4 МПа

Температура пара промперегрева – 600 °С

Абсолютное давление на нагнетание

питательных насосов – 35,5 МПа

Температура питательной воды на входе

в котел – 300 °С

Для энергоблока предусмотрены предельные значения окислов азота (~ 350 мг/мм³) и окислов серы (~ 700 мг/мм³) в уходящих газах при их температуре 100-135 °С. Принята бездеаэрационная схема с 8 ступенями регенерации, при этом ПНД-1 и ПНД-2 смешивающие.

Конструктивная схема одновальной турбины ЦВД+ЦСД+2ЦНД.

Кроме решения новых технологических проблем при создании котла и турбины на повышение параметра пара, потребуется разработка новых пита-

тельных насосов на повышенные напоры, значительное обновление комплектующей арматуры, создание новых паропроводов острого пара с толщиной стенки не менее 8 см.

Прогнозное удорожание оборудования проектируемого блока составит по разным оценкам от 20% до 50% по сравнению со стандартными блоками СКД. Начальные параметры 30 МПа и 600 °С за рубежом считаются предельно достижимыми для разработанных марок сталей.

Подобные блоки строились в Германии, Дании, Японии. Параметры большинства аналогичных блоков находящихся в эксплуатации все же ниже 30 МПа 600 °С, что несколько упрощает технические проблемы возникающие при их создании и эксплуатации. В таблице 8.3. приведены основные характеристики эксплуатируемых энергоблоков на ультракритические параметры пара.

Основные характеристики зарубежных угольных паротурбинных энергоблоков на ультракритическое давление пара

Таблица 8.3

Страна	Наименование энергоблока	Год ввода в эксплуатацию	Номинальная мощность, МВт	Начальные параметры пара		КПД нетто энергоблока, %
				давление, кгс/см ²	температура, °С	
Германия	Нидераузем К	2002	1012	280	580/600	45,2
	Фриммерсдорф	2000	1000	270	575/595	~ 43
	Липпендорф 1,2	2000	936	265	550/582	42,3
	Боксберг IV	2000	907	265	571/578	42,7
	Шварце Пумпе 1, 2	1997, 1998	856	265	544/562	40,6
	Франкен II	1992	770	280	580/600	45,0
	Бексбах II		750	255	575/595	46,3
	Хесслер	1997	739	280	580/600	45,4
	Штаудингер 5	1992	550	260	540/560	42,5
	Росток	1994	550	260	540/560	42,5
	Вестфален Д	2003	330	296	600/620	47,2

Продолжение таблицы 8.3.

Страна	Наименование энергоблока	Год ввода в эксплуатацию	Номинальная мощность, МВт	Начальные параметры пара		КПД нетто энергоблока, %
				давление, кгс/см ²	температура, °С	
Япония	Тачибанаван 2	2001	1050	255	600/610	42,0
	Харамачи 1	1997	1000	259	593/593	
	Харамачи 2	1998	1000	259	600/600	
	Мацуура 2,3	1997, 1998	1000	247	593/593	
	Мицуми 1	1998	1000	247	600/600	~ 43
	Хироно 3,4	1993, 1994	1000	247	538/566	
	Шинчи 1	1993	1000	247	538/566	
	Хекинан 3	1993	700	247	538/593	41,9
	Кавагое 1 ^{*)}	1989	700	304	566/563/563	
	Ковагое 2 ^{*)}	1989	700	304	566/563/563	
	Изого 1		600	255	600/610	
Япония	Изого 2	2002	600	255	600/610	49,2
	Тачибанаван 1		600	255	600/610	
	Нонао Охта	1994	500	247	566/593	
	Аведор 2 ^{х)}	2001	460	306	580/600	
Дания	Эсберг 3	1992	417	251	558/560	45,3
	Скарбек 3 ^{х)}	1997	415	296	580/580/580	~ 49
	Норленд 1	1998	413	296	580/580/580	~ 47

^{х)} Топливо – природный газ.

Библиографический список

1. Рыжкин В. Я. Тепловые электрические станции - М., Энергия, 1976.
2. Маргулова Т. Х. Атомные электрические станции - М., Высшая школа 1974.
3. Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети - М., 1982.
4. Качан А. Д. Муковозчик Н. В. Технике- экономические основы проектирования тепловых электрических станций - Минск, Высшая школа, 1983.
5. Экономика энергетики СССР (под ред. А. Н. Шишова). М., Высшая школа, 1986.
6. Монахов А. С. Атомные электрические станции и их технологического оборудование - М., Энергоатомиздат, 1986.
7. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. М., 1994.
8. Перечень и коды веществ загрязняющих атмосферный воздух. Л., 1991.
9. Электроэнергетика России. История и перспективы развития /под редакцией А. Ф. Дьякова/ - М., 1997.
10. Безлепкин В. П. Парогазовые и паротурбинные установки электростанций. СПб., 1997.
11. Кругликов П. А., Смолкин Ю. В. Техничко экономический подход к проектированию энергоустановок в условиях перехода к рыночным экономическим отношениям - Тяжелое Машиностроение, 1997, № 9.
12. Кругликов П. А. Вопросы технико-экономического обоснования профиля крупных энергоблоков. – Тяжелое Машиностроение, 2002, №10.

Предметный указатель

- Вакуум в конденсаторе 82, 84
 - экономический 84
- Внутренняя норма доходности 69, 70
- Водяной эквивалент 92
- Выброс допустимый 23, 24
 - нормализованный 23, 24
 - предельно допустимый 23, 24
- Гидромуфта 56, 58
- Годовые расчетные затраты 31
 - экономический эффект 33
- Горизонт расчета 68
- Давление начальное 72, 73
 - разделительное 79
- Затраты замыкающие 33, 36, 37
 - приведенные 31, 34, 38
- Зона свободного режима 21
 - строгого режима 21, 22
- Издержки годовые 29, 63
 - топливные 30, 35
 - эксплуатационные 30, 32
- Индекс доходности 70
- Капиталовложения предельно допустимые 65
 - удельные 25, 27, 29
- Комбинированное производство 50
- Концентрация предельно допустимая (ПДК) 16, 17, 18
 - фоновая 187
- Коэффициент аварийности 14
 - амортизации 30
 - гидравлического трения 62
 - готовности 13
 - дезактивации 18
 - дисконтирования 69
 - теплофикации 51
 - эффективности капиталовложений 31, 32, 63
- Коэффициент полезного действия абсолютный внутренний 88
 - внутренний относительный 73, 89
 - котлоагрегата 34, 91
 - термический 72

Кратность охлаждения 82

Низкопотенциальная часть (НПЧ) 85, 86, 87

Норма дисконта 32, 69

Параметры оптимальные 37, 38, 40

- сверхкритические 5
- ультракритические 110, 111

Парогазовая установка с высоконапорным парогенератором 105

- с котлом утилизатором 102, 106
- с низконапорным парогенератором 103

Предельный ресурс 9

Расход топлива пусковой 35

- удельный 34, 43

Реакции восстановительные 107

- окислительные 107

Резерв мощности аварийный 43, 44, 46

- ремонтный 43, 46

Срок окупаемости 31, 63, 71

Структура установленных мощностей 7

Температура начальная 72

- промежуточного перегрева 74, 75

Температурный напор 82, 95

Техническое водоснабжение 84, 87

Турбины типа Р 50

- типа ПР 50
- типа ПТ 49

Удельная паровая нагрузка 58

Универсальная кривая поправок на вакуум 82, 83

Цикл насыщенного пара 78

- Ренкина 72

Число часов использования установленной мощности 34, 93

Чистый дисконтированный доход 69, 70

Экологическая безопасность 15

Эффект годовой экономический 33, 65

- интегральный 33
- энергетический 33

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
1. Основные тенденции развития энергетики РФ на рубеже XXI века.	4
1.1. Сырьевая база и структура топливоснабжения РФ.	4
1.2. Основные этапы развития энергетики РФ.	5
1.3. Энергомашиностроение РФ в периоды перехода к рыночным отношениям.	10
2. Основные требования к тепловой электростанции.	13
2.1. Основное назначение и характеристики электростанций.	13
2.2. Обеспечение санитарных требований и норм по выбросу веществ в атмосферу.	15
2.3. Дезактивационные и вентиляционные установки АЭС.	18
3. Основы технико-экономической оптимизации ТЭС и АЭС.	24
3.1. Критерии технико-экономической оптимизации. Структура стоимости электростанций и основные эксплуатационные расходы.	24
3.2. Условия технико-экономической сопоставимости вариантов проектирования.	33
3.3. Замыкающие затраты на топливо и энергию.	35
3.4. Особенности оптимизации характеристик оборудования электростанций.	37
3.5. Учет вопросов унификации при технико-экономическом обосновании характеристик оборудования.	40
4. Выбор основного оборудования ТЭС и АЭС. Влияние энергетической эффективности теплофикации на состав оборудования ТЭЦ.	42
4.1. Выбор единичной мощности и резерва мощности.	42
4.2. Основное оборудование электростанций.	46
4.3. Влияние энергетической эффективности теплофикации на состав оборудования ТЭЦ.	50
4.4. Особенности выбора основного оборудования ТЭЦ.	53
5. Технико-экономическая оптимизация отдельных элементов тепловой схемы и особенности проектирования в новых экономических условиях.	54
5.1. Выбор типа и характеристик привода питательных насосов.	54
5.2. Выбор оптимальных скоростей среды и расчет потерь давления в трубопроводах.	60
5.3. Особенности проектирования в новых экономических условиях.	62
6. Оптимизация начальных и конечных параметров теплосиловых циклов.	72
6.1. Начальные температура и давление пара.	72
6.2. Оптимизация конечных параметров теплосиловых циклов.	81
7. Оптимизация систем регенеративного подогрева питательной воды.	88
7.1. Влияние регенеративного подогрева на экономичность паротурбинных установок и оптимальная температура питательной воды	88

7.2. Выбор температурных напоров в поверхностных подогревателях, распределение интервалов подогрева между подогревателями и выбор их числа.	95
8. Перспективные технологии в энергетике.	100
8.1. Парогазовые установки в электроэнергетике.	100
8.2. Энергоустановки на базе газификации угля.	107
8.3. Энергоблок ультракритических параметров.	110
Библиографический список	113
Предметный указатель	114